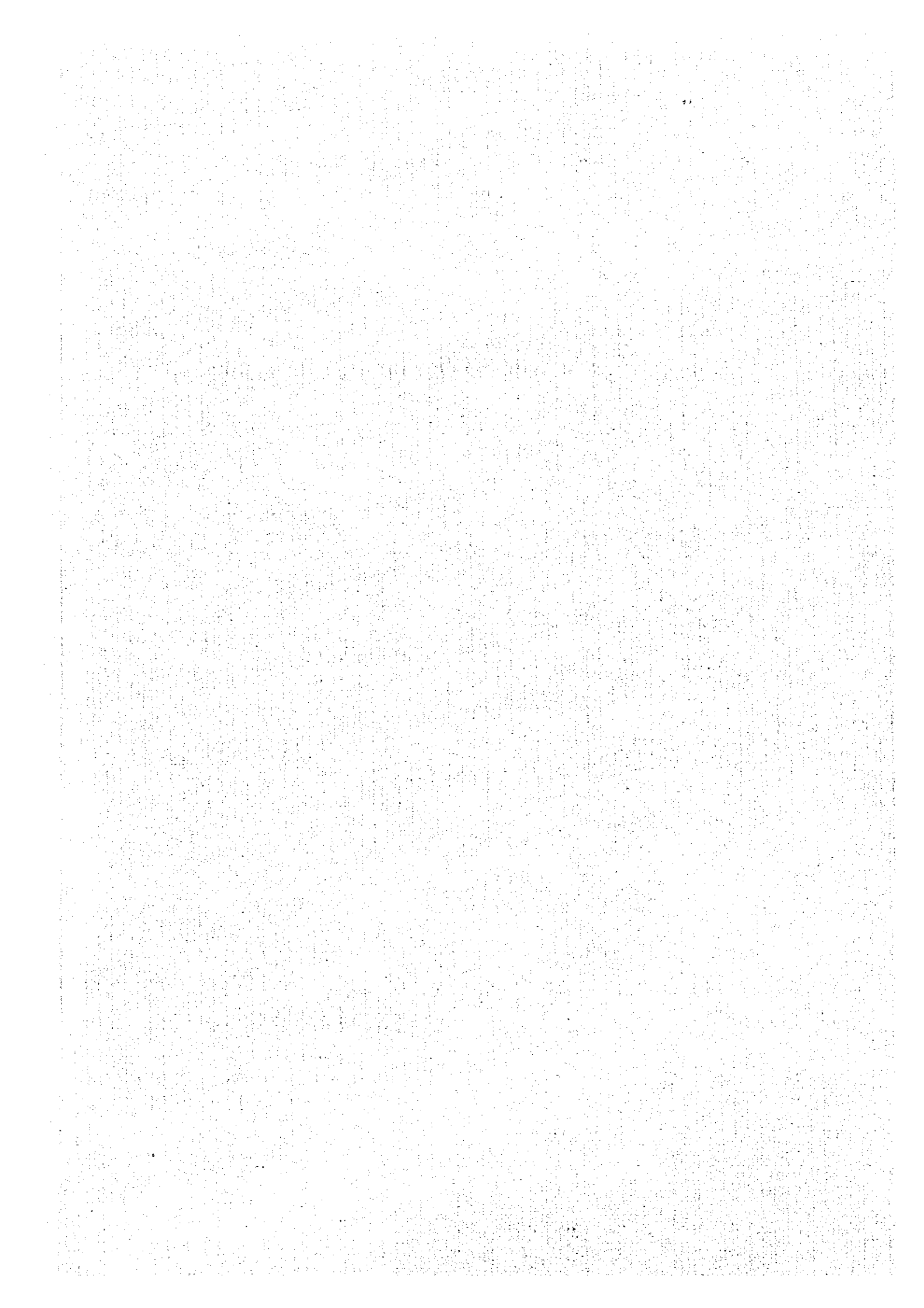


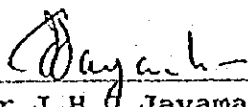
第3章 Scope of Work 及び Minutes of Meeting



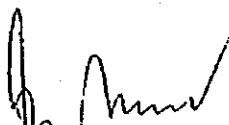
SCOPE OF WORK
FOR
THE FEASIBILITY STUDY
ON
COMBINED CYCLE POWER DEVELOPMENT PROJECT
AT
KERAWALAPITIYA,
THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF
SRI LANKA

AGREED UPON BETWEEN
CEYLON ELECTRICITY BOARD
AND
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

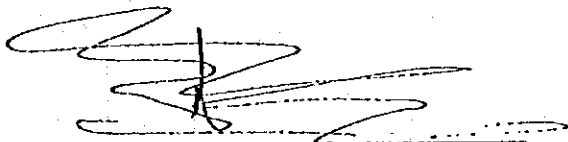
COLOMBO, JULY 16, 1997



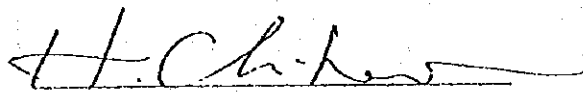
Mr. J.H.O. Jayamaha
Director Japan Division,
Dept. of External Resources



Mr. Aranda S. Gunasekera
Additional Secretary (Power & Energy)
Ministry of Irrigation and Power



Mr. Arjun Deraniyagala
Chairman,
Ceylon Electricity Board,



Mr. Hiromi Chihara
Leader,
The Preliminary Study Team,
Japan International
Cooperation Agency

I. INTRODUCTION

In response to the request of the Government of Democratic Socialist Republic Sri Lanka (hereinafter referred to as "Government of Sri Lanka"), the Government of Japan decided to conduct the Feasibility Study on Combined Cycle Power Development Project at Kerawalapitiya (hereinafter referred to as "the Study") in accordance with the laws and regulations in force in Japan.

Accordingly, the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of the technical cooperation programs of the Government of Japan, will undertake the Study in close cooperation with the authorities concerned of the Government of Sri Lanka.

The Ceylon Electricity Board (hereinafter referred to as "CEB") shall act as counterpart agency to the Japanese study team and also as coordinating body in relation with other relevant organizations for the smooth implementation of the study.

The present document sets forth the scope of work with regard to the Study.

II. OBJECTIVES OF THE STUDY

The main objectives of the Study are;

1. to conduct a full scale feasibility study of the Combined Cycle Power Development Project at Kerawalapitiya
2. to carry out the Environmental Impact Assessment (EIA).
3. to transfer relevant technologies to CEB counterpart personnel in the course of the Study

III. STUDY AREAS

The project sites are as shown in Figure 1, Appendix I, the sites for the power plant proper, the right of way for pipelines of fuel transport and cooling water, and for electrical transmission lines to the nearest substation. And the study areas for the EIA is generally considered to be 10km from the boundaries of the site for the power plant proper for air quality appraisal and 2km from the boundaries of the project sites for other studies.

IV. SCOPE OF THE STUDY

The Study will be carried out in the following three(3) stages;

1. Preliminary Study Stage
2. Feasibility Grade Design and EIA Stage
3. Financial and Economic Analysis Stage

The studies to be performed will include the following items at each stage with the scope of their services;

1. Preliminary Study Stage

(1) General planning

a. Data collection and confirmation of CEB requirements

Collection of existing data, reports and other relevant information on the project, including topographic, geological and hydrological, meteorological, oceanographical and socio-economic data

b. Review and analysis of the existing data and reports

Review of the studies of the Thermal Generation Option Study (TGOS) completed in July 1996 and the subsequent studies by CEB to be due in August 1997, and the Long Term Generation Planning study report (LTGEP) carried out by CEB, and to this project in particular;

- Review of the overall development plan of the project including selection of unit size
- Review of the overall implementation time schedule
- Review of appropriate fuel type to be used for the plant with the procurement aspects and delivery systems

c. Establishment of conceptual site layout

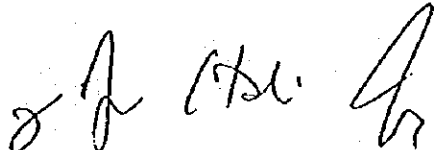
d. Preliminary site investigations and preparation of the tender specification for physical investigation at site and environmental study where necessary

(2) Review of the power system expansion planning including power transmission lines and substations, and assist CEB if necessary in the power system integration analysis for aligning the new power plant into the grid including;

- Power flow analysis
- Fault analysis
- Steady-state stability analysis
- Transient stability analysis
- Optimization study of hydro/thermal plant operation

(3) Physical investigation of the site

Physical site investigations necessary for feasibility grade design and detailed cost estimates of the project including;



a. Supplementary survey for site specific civil works

- Meteorological investigations on land and sea (wind, rainfalls, tide, seawater temperature, etc.)
- Topographic investigations (land survey and mapping, subsea topology if necessary, etc.)
- Hydrographic investigations
- Geotechnical investigations (subsurface explorations including drilling works, test pitting and seismic prospecting if necessary, etc.)
- Oceanographic investigations (ocean current and wave height measurement, etc. and mapping, if necessary)
- Pipe line route and water supply investigations (cooling water and fresh feed water)
- Rehabilitation of the existing and/or if necessary new installations of oceanographical gauging stations

b. Investigations of surrounding development activities, existing infrastructure, and other conditions relevant to the development of the project comprising;

- Social, socio-economic and environmental consequences of project development and recommendation of protective measures to be taken, if necessary
- Construction costs for land acquisition (including for pipelines and electrical transmission lines), site access, etc.
- Land and marine transportation (including unloading method) for delivery of fuel, equipment and construction materials
- Availability and quality of construction materials, and their procurement aspects, etc.

2. Feasibility Grade Design and EIA Stage

With evaluation and analysis of the data and information from the studies at the Preliminary Study Stage, the optimum plan or alternative plans will be prepared comprising;

(1) Plant design and engineering

a. Technical design and engineering for all components of the project through developing optimized designs on thermal/mechanical systems (including numbers of gas turbines and heat recovery boiler systems) and equipment/facilities layouts, etc., and provisions of key drawings and bill of materials, and those with each justification of the technical option selected as being necessary for feasibility study including finalization of;

- plant type and size including unit sizes
- fuel type, procurement aspects and delivery system
- cooling water and feed water systems
- switchyard arrangements

b. Detailed project cost estimates comprising construction, operation and maintenance with cash flows in foreign and local currencies, and those cost estimates to be based on Sri Lanka price levels and procurement through either international or local competitive bidding as required.

c. Construction planning and time schedule for implementation

d. Project output studies; installed and firm capacity and relation/connection to the existing and future systems, including the studies on the phased commissioning of the gas turbines and the subsequent steam turbine unit in agreement to CEB requirements.

(2) Environmental Impact Study (EIA) for the power plant and transmission lines, etc.,

The aspects of environmental impacts will be examined, in keeping with the requirements for environmental clearance from the Project Approving Agency in Sri Lanka can be obtained, and these studies may generally comprise;

- Investigation of houses, roads, land utilization and various rights to be compensated in the study areas
- Existing environment-physical and biological systems
- Existing environment-human, economic and socio-economic aspects
- Construction impacts and mitigation measures
- Operational impacts and mitigation measures

3. Economic and Financial Analysis Stage

(1) Economic, financial and comparison studies

The economic study will evaluate the project in view of the near and long term generation planning prepared by CEB, and compare the economic and technical feasibility of locating a combined cycle plant at Kerawalapitiya such as taking into consideration the future extension stage of Kelanitissa Power Station of BOO/BOT scheme under discussion and a new 300 MW coal fired power plant envisaged to be commissioned before the year 2004, etc.

a. Economic evaluation with cost-benefit analysis (EIRR)

b. Financial evaluation based on the present worth comparison of different alternatives for reasonable range of discount rates (FIRR)

(2) Sensitivity

The sensitivity studies will test effects of changes in construction costs, load forecasts, construction periods, fuel choices and their costs (naphtha and/or heavy diesel, domestic and

import), interest rates, etc.

(3) Formulation of recommendation

For each of alternatives, description will be made on the advantages, disadvantages and risks which cannot be quantified. All definitions and comparisons of the alternative optimal plan will be accurate enough to allow decision-making on the priority of the recommended optimal plan as compared to other projects likely under planning at the time of the Study.

V. STUDY SCHEDULE

The Study will be carried out in accordance with the tentative time schedule as shown in Appendix II attached herewith.

VI. REPORTS

JICA will prepare and submit the following reports in English to the Government of Sri Lanka in accordance with the tentative time schedule as shown in Appendix II.

- (1) Inception Report (IC/R) 20 copies
- (2) Progress Report 1 (PR/R1) 20 copies
- (3) Progress Report 2 (PR/R2) 20 copies
- (4) Interim Report (IT/R) 20 copies
- (5) Draft Final Report (DF/R) 20 copies

CEB will provide JICA study team with the comments on the Inception Report, Progress Reports, Interim Report during their stay in Sri Lanka. And in the case of the Draft Final Report, CEB will provide JICA HDQ with the comments on the Draft Final Report within one (1) month after receipt of the report.

- (6) Final Report 20 copies

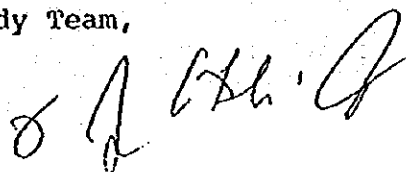
VII. DIVISION OF TECHNICAL UNDERTAKINGS

The division of technical undertakings by CEB and JICA of the Study is detailed in the Appendix III.

VIII. UNDERTAKINGS OF THE GOVERNMENT OF SRI LANKA

In order to facilitate a smooth and efficient conduct of the Study, the Government of Sri Lanka shall take necessary measures;

- (1) to secure the safety of the Japanese Study Team,



(2) to permit the members of the Japanese Study Team to enter, leave and sojourn in Sri Lanka for the duration of their assignment therein, and exempt them from foreign registration requirements and consular fees,

(3) to exempt the members of the Japanese Study Team from taxes, duties, fees and any other charges on equipment, machinery and other materials brought into Sri Lanka and out for the conduct of the Study;

(4) to exempt the members of the Japanese Study Team from income tax and other charges of any kind imposed on or in connection with any emoluments or allowances paid to the members of the Japanese Study Team for their services in connection with the implementation of the Study;

(5) to provide necessary facilities to the Japanese Study Team for remittance as well as utilization of the funds introduced into Sri Lanka from Japan in connection with the implementation of the Study;

(6) to secure permission for entry into private properties or restricted areas for the implementation of the Study,

(7) to secure permission for the Japanese Study Team to take all data and documents including maps and photographs related to the Study out of Sri Lanka to Japan;

(8) to provide medical services as needed. Its expenses will be chargeable to the members of the Japanese Study Team.

2. The Government of Sri Lanka shall bear claims, if any arises, against the members of the Japanese Study Team resulting from, occurring in the course of, or otherwise connected with, the discharge of their duties in the implementation of the Study, except when such claims arise from gross negligence or willful misconduct on the part of the members of the Japanese Study Team.

3. CEB shall act as counterpart agency to the Japanese Study Team and also as coordinating body in relation with other governmental and non-governmental organizations concerned for the smooth implementation of the Study.

4. CEB shall, at its own expense, provide the Japanese Study Team with the following, in cooperation with other relevant organizations concerned;

- (1) available data and information related to the Study,
- (2) counterpart personnel,
- (3) suitable office space with necessary equipment

- and facilities in Colombo,
(4) credential or identification cards,
(5) appropriate number of vehicles with drivers.

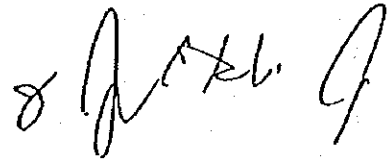
IX. UNDERTAKING OF JICA

For the implementation of the Study, JICA shall take the following measures;

- (1) To dispatch, at its own expense, JICA study team to Sri Lanka,
- (2) To pursue technology transfer to Sri Lanka counterpart personnel in the course of the Study.

X. CONSULTATION

JICA and CEB shall consult with each other in respect of any matter that may arise from or in connection with the Study.

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'S. R. K. G.', is located on the right side of the page.

APPENDIX I. STUDY AREA

10KM

2KM

THE SITE

KERAWALAPITIYA



Handwritten signature
-35-

APPENDIX III

DIVISION OF WORKS

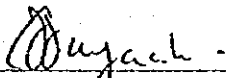
Work Items	Undertakings	
	JICA	CEB
1. Preliminary Study Stage		
(1) Data Collection	●	○
(2) Review of existing reports	●	○
(3) Conceptual site layout	●	○
(4) Preliminary site investigation	●	○
(5) Review of power system expansion planning	●	○
(6) Topographic survey & mapping on land	◎	●
(7) Topographic survey & mapping sub sea	●	○
(8) Geotechnical investigations	◎	●
(9) Oceanographical investigations	●	○
(10) Meteorological & hydrographic investigations	◎	●
(11) Pipeline route & water supply investigations	●	○
(12) Investigations of surrounding activities	◎	●
2. Feasibility Grade Design and E.I.A. stage		
(1) Plant design and engineering	●	○
(2) Cost estimation	●	○
(3) Construction planning & time schedule	●	○
(4) E.I.A.-Compensation related study	◎	●
(5) E.I.A.-Ecological aspects	●	○
(6) E.I.A.-Social & economic aspects	●	○
(7) E.I.A.-Other areas	●	○
3. Economic and Financial Analysis Stage		
All Works	●	○

- : To carry out the works with its own personnel and expense
- ◎: To supervise the works without its own expense
- : To provide counterpart personnel and participate to the work

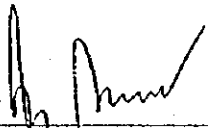
MINUTES OF MEETING
FOR
THE FEASIBILITY STUDY
ON
COMBINED CYCLE POWER DEVELOPMENT PROJECT
AT
KERAWALAPITIYA,
THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF
SRI LANKA

AGREED UPON BETWEEN
CEYLON ELECTRICITY BOARD
AND
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

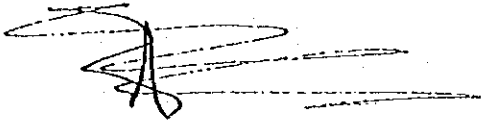
COLOMBO, JULY 16, 1997



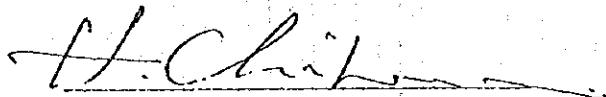
Mr. J.H.J. Dayamaha
Director Japan Division,
Dept. of External Resources



Mr. Ananda S. Gunasekera
Additional Secretary (Power & Energy)
Ministry of Irrigation and Power



Mr. Arjun De Ranayagala
Chairman,
Ceylon Electricity Board,



Mr. Hiromi Chihara
Leader,
The Preliminary Study Team,
Japan International
Cooperation Agency

The Preliminary Study Team (the Team) organized by Japan International Cooperation Agency (JICA) headed by Mr. Hiromi Chihara, visited the Democratic Socialist Republic of Sri Lanka from July 8th 1997 to July 16th 1997 for the discussions on the Scope of Work for the Feasibility Study on Combined Cycle Power Development Project at Kerawalapitiya in the Democratic Socialist Republic of Sri Lanka (the Study). The Team had a series of meetings with the authorities and personnel concerned of the Ceylon Electricity Board (CEB).

The Scope of Work (SW) drafted by the Team was discussed for final agreement with the supplementary explanations here below mentioned.

1. Justification of the Project at Kerawalapitiya

(1) Combined cycle power project at Kerawalapitiya

The CEB explained the updated situations of their long term generation expansion planning Study (LTGEP) done in 1996 using WASP, as compared to the studies of the Thermal Generation Option Study (TGOS) done with ADB financing. The present TGOS has been further modified by the same Consultant under a more recent study named "Review of Least Cost Generation Plan of the CEB". The report of this more recent study is due in August 1997. This study was financed by the CEB. The new situation has arisen mainly because of unexpected possible delay in commissioning of the 300 MW coal fired power plant on the west coast.

Further, the CEB confirmed that the site at Kerawalapitiya was already purchased by the CEB and is ready for the development of new power plant, dependent upon its specific feasibility, and the new plant would be expected to become operational in the year 2001. Such a new plan will be clearly described in the revised LTGEP of 1997.

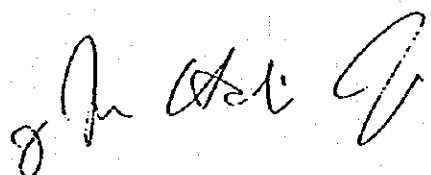
(2) Review of the Existing Studies

Both parties agreed that the Thermal Generation Option Study (TGOS) and the Long Term Generation Expansion Planning Study (LTGEP) would be reviewed in the course of the Study.

The review of existing studies may include re-running of WASP by CEB, only if the JICA study team find it necessary. In that case, the CEB counterpart staff will be provided for the task.

2. The Fuel Supply to the Plant

Due to the expected heavy demands for the coming years on the petroleum products in general, a serious consideration should be paid to the security of fuel supply for the life time of the project. The domestic supply of naphtha may also be very limited after a full operation of Kelanitissa Combined Cycle Plant which is now under preparation towards implementation with OECF funding. The



JICA study team will address the capacity of the existing refinery and any future expansions or new constructions, and will determine the most likely source of fuel, either domestic and/or import, to the power plant. The quantities and choices of the fuels, either naphtha or diesel or both, will be left to the detailed feasibility study.

3. Financing of the Project

The CEB stated that the financial assistance is desirably expected from OECF. However, any possibility of private investment on the project such as of BOO/BOT schemes are not precluded, as far as such an arrangement is found more attractive than soft loans. Therefore, the financial analysis of the project will include some typical case of BOO/BOT arrangement as compared with the soft loan cases.

4. The Study Schedule

It was agreed that the Study would be carried out within a 15 months overall schedule including EIA, starting from around November 1997 and completing in end of January 1999.

The Team explained, based on the past experiences of JICA on the study of this sort, a 18 months overall schedule for the Study including the Environmental Impact Assessment (EIA). However, the CEB strongly requested that the period of the Study should be much shortened by a maximum use of the existing data, reports and information such as those of the past land reclamation studies on the Kerawalapitia area, so that the the fastest implementation of the project can be arranged by the CEB.

The Team will make all possible efforts to propose a fast track schedule, after examination of the related documents, adjusting the contents of the intermediate reports, with which the CEB may possibly commence negotiations with the relevant financial institutions.

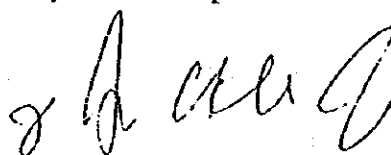
5. Technical Discussions

(1) The daily operational characteristics

The power plant is to be designed as base load in the system.

(2) Total capacity and the type of the combined cycle power plant

The total capacity of the power plant is approximately 150 MW, and the types of equipment to be proposed at Kerawalapitiya, if deemed preferred and advantageous, may be similar to those under implementation at Kelanitissa, such as for reasons of standardized aspects of the thermal installations, etc.,. The Japanese study team



is free to examine all aspects of the plant and draw up the design and specifications as far as the basic requirements envisaged in the S/W document is to be followed.

Further, the Study should be so developed to take the future expansion of an additional 150 MW power plant into account at the given site.

(3).The commissioning of the combined cycle plant

In order to meet the pressing electricity demand situations prevailing over the country, the CEB desires that a partial hand over of the plant may preferably be planned, firstly from the simple cycle gas turbine-generators, subsequently the completion of the boiler and steam turbine units. However, the details of such sequential hand over of the plant components and their consequences on the project feasibility should be subjected to investigations in the Study.

6. The Environmental Study

(1) The EIA study will be conducted based on the Terms of Reference attached to the application for the technical cooperation of the Government of Japan, with possible amendment (if proposed) by the relevant Project Approving Agency.

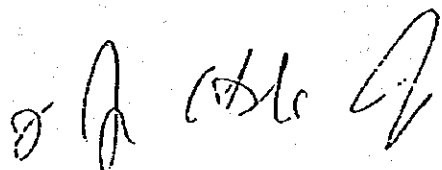
(2) Regarding any consequences of the EIA Study, the CEB is responsible to undertake any additional studies, such as for compensations to the right of fishery, etc., and take all responsibilities to sort out those problems which may arise in developing this project. Further, it was pointed out by the CEB that general concerns were raised of the acid rain deposition at the mountain region especially in the monsoon season. The Team took note of it.

(3) The CEB is also responsible to clear the necessary statutory requirements relevant to the environmental study, so that the further development of the project would be progressively done in agreement with the overall long term generation expansion planning of the Government of Sri Lanka.

7. Information on local consultant/contractor(s)

It may be necessary for the JICA's selected consulting firm to employ local consultant and/or contractor(s) in order to obtain assistance such as;

- to collect data and information on the existing infrastructure and other conditions of the site
- to make local materials and equipment market survey
- to make environment related study
- to make a civil survey such as topology, geology, hydrology,



for the study of positioning the heavy equipment

Accordingly, the CEB will provide JICA with a list of such potential local consultant/contractor(s) with their brief qualification/catalogues through the JICA Sri Lanka Office as soon as possible, preferably by the end of August, 1997. This information is only for JICA's budgetary purpose.

8. The Technology Transfer

(1) Provision of counterpart personnel

In order to accomplish effectively the technical transfer in the course of Study, particularly, in the area of the thermal generation projects, the CEB confirmed that they would assign the appropriate C/P engineers or specialists, preferably of each technical expertise counterparting with each member of the Japanese study team. The CEB will nominate those names of the candidates at the time of the Inception Report.

Remark: Use of CEB equipment and facilities

The CEB will provide the JICA Study Team with adequate office space and other conveniences such as telephone/facsimile, copy machine, furniture at the CEB Office in the course of the work in Sri Lanka. The details will be discussed at the time of the Inception Report.

(2) Request of counterpart training in Japan

The CEB requested that their study members should participate in the counterpart training program in Japan to be arranged in connection with the Study. The Team will convey this request to the Government of Japan.

(3) Technology transfer seminar or workshop

In order to discuss the issues openly and appreciate better the content of the Study, the Team agreed, at the request of the CEB, that the seminar or workshop should be held in the course of the Study. The schedule, methods, participants and themes of the seminar will be discussed in detail at the time of the Inception Report.

(4) The Language of the Japanese study team

The CEB requested that the Japanese study team has to be competent in English proficiency to attain the proper technology transfer.

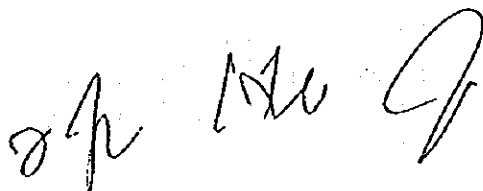
9. Equipment and Materials

In order to conduct the civil and environment related survey locally for the implementation of the Study, the CEB may request the

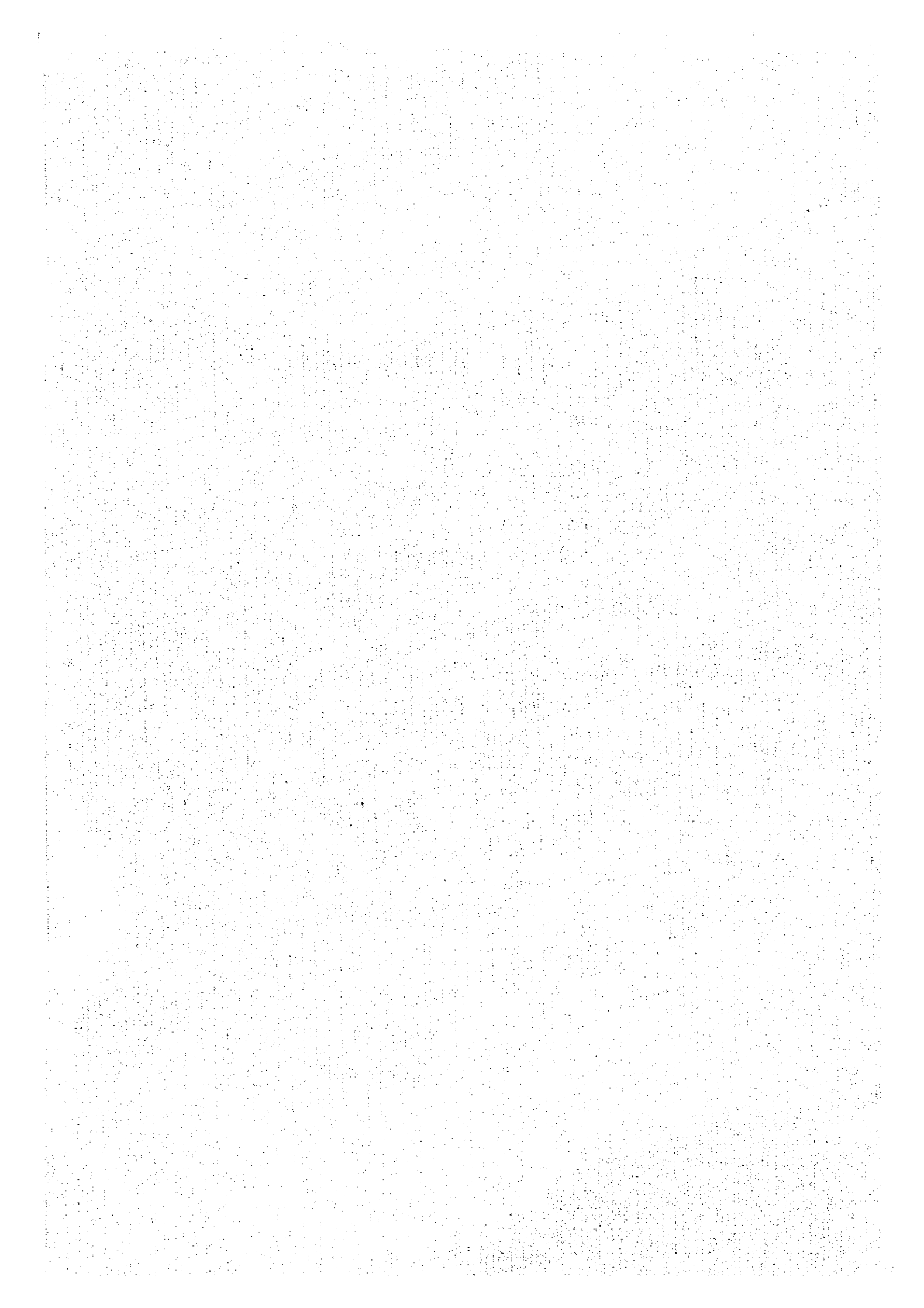
Team to provide the equipment by the end of August. The request will be conveyed to the Government of Japan.

10. The Reporting

The reporting of the study will be done as defined in the S/W document. In addition, a quarterly progress report of the Study which help the CEB management appreciate the progress of the project are to be submitted. The content and nature of such management reports is yet to be agreed upon between the CEB and the Japanese study team at the time of the Inception Report. The language of all reporting including EIA report will be in English.

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'J. M. J.', located in the lower right quadrant of the page.

第4章 スリ・ランカ国の概要



第4章 スリ・ランカ国の概要

1. 一般事情

1-1 政治・外交

(1) 政治体制

スリ・ランカ国の政体は共和制であり、直接選挙で選出される大統領は行政権、議会解散権、軍統帥権を持ち、実権を掌握している。内閣は大統領が任免し、また、議会は比例代表制による直接選挙による。

1994年8月16日に実施されたスリ・ランカ総選挙においては、チャンドリカ・クマラトゥンガ氏率いる人民連合（PA）が旧与党統一国民党（UNP）を破り政権交代が行われた。クマラトゥンガ政権は、前政権の経済政策の継続、外国投資の歓迎、LTTEとの対話再開、すべての宗教、民族が平等の市民権を与えられる社会の建設、などの意向を表明し、同年11月の大統領選挙においても対立候補を破って大統領に就任した。

なお、現在の最大の政治課題は、主に北部に居住するタミール人に係る民族問題である。

(2) 外交

外交は、「非同盟中立」を基本方針とし、国連憲法にそって主権、独立、自由を標榜し、現在、国連安保非常任理事国入りを申請している。

自由・開放経済の立場から西側諸国との関係を強化する一方、社会主義諸国とも交流を進め、特に中国とは従来から経済、人事交流がさかんである。

また石油供給国、援助国として中近東諸国との友好関係に努力しており、クウェイト、サウディ・アラビアをはじめとする中東諸国に数万人の出稼ぎ労働者が行っており、その仕送りはスリ・ランカ国際収支上重要な役割を果たしている。

日本との外交関係は、1952年に国交樹立以降、援助供与、貿易を通じて友好関係にある。

(3) 最近の援助動向とエネルギー分野案件

スリ・ランカに対する援助については1965年以来、年一回スリ・ランカ援助国会議が開催され、世銀を議長として、IMF等国際援助機関と日本、米国、イギリス等、援助参加国のもと各年度の援助額が決定されている。

92年度援助実績は644.2百万ドルである。各国および国際機関の援助については、二国間援助（1992年純額 248.8百万ドル）が多く、主な供与国は日本（92年シェア 38.6%）、米国（同 20.9%）、英国（同 6.6%）等である。国際機関からの援助は1992年純額 398.3百万ドルあり、主にIMFおよびADBからである。

1994年実施のエネルギー分野の主な案件は、送電網整備関連事業（送電網拡充事業、送電網拡充事業（II）、第10次電力整備事業）（OECD：11.32億ルピー）、配電網拡張整備事業（IDA：8.1億ルピー）である。その他、配電及び送電プロジェクト（5.38億ルピー）、アッパーコトマレプロジェクト（3.85億ルピー）、新地方電化スキームフェーズII（3.29億ルピー）、第二配電及び送電プロジェクト

(2.20億ルピー)、ランタンベ電力プロジェクト(1.36億ルピー)等CEB全体で37億ルピーに達する。

また現在OECFで西海岸火力発電所建設事業およびククレ水力発電所建設事業への融資が決定している。

将来的にはアッパーコトマレ水力、ブロードランド水力、石炭火力、コンバインド火力、ディーゼル、送電線・系統変電所の新設・整備、配電網等の新設・整備の他、太陽光、風力などの新エネルギー開発の計画を立てている。

表4-1 スリランカ国の概要

正式名称	(和文) スリ・ランカ民主社会主義共和国 (英文) Democratic Socialist Republic of Sri Lanka
独立年月日、 旧宗主国	1948年2月4日 英国
政体、大統領	共和制 チャンドリカ・バンダラナイケ・クマラトゥンガ大統領 (1994年11月就任、任期6年) (Mrs.) Chandrika Bandaranaike Kumaratunga
位置、面積	北緯 5.5度～9.5度、東経79.8度～81.5度 65,610 k m ²
首都	スリ・ジャヤワルダナプラ・コッテ Sri Jayewardenepura Kotte (立法・司法府) コロンボ Colombo (行政府)
人口	17,865千人(1994年中央) ※1、人口密度287人/k m ² 人口増加率 1.4%(1994年) ※1
民族構成	シンハラ人(74.0%)、スリ・ランカ・タミール人(12.7%)、 インド・タミール人(5.5%)、スリ・ランカ・ムーア人(7.0%)、 その他(0.8%)、1981年国勢調査
宗教別人口構成	仏教(69.3%)、ヒンドゥー教(15.4%)、イスラム教(7.6%)、 キリスト教(7.6%)、その他(0.1%)
言語	シンハラ語、タミール語。また、Link Languageとして英語も使用する。
通貨	スリ・ランカ・ルピー (Rupee, 単位Rs.) 1ルピー≒0.02ドル≒2円(1995年)
主要産物	紅茶、ゴム、ココナッツ、米、黒鉛、雲母、貴石、半貴石

※1 CENTRAL BANK OF SRI LANKA, ANNUAL RREPORT 1994

1-2 経済概要

自由解放経済を推進し、自由貿易地帯の設置、国営企業の民営化、インフラ投資、農業促進、食糧自給等の政策を実施している。1995年5月に発表された公共投資5カ年計画（1995-1999）では今後5年間の投資合計は、4,525億ルピーとなっている。

スリ・ランカの主要産業は農業・水産業であり、GNPの24%を占めている（1994年）。主要農産物は紅茶、ゴム、ココナッツで3大農産物となっている。工業は、この3大農産物の加工の他、食品、煙草、セメント、紡績、紙、家具、皮革等の関係工業、少しであるが非鉄金属、輸送設備等の工業も開発されている。天然資源では、貴石、半貴石、黒鉛、雲母、チタン鉱、鉄鉱等がある。

貿易については、輸出は、世界一の輸出量を誇る紅茶を含め3大農産物、繊維・縫製品が大半を占めるが、最近では宝石が著しい伸びを見せている。輸入は、繊維製品、小麦・砂糖等の食品関係、石油製品、機械製品等である。主な相手国は、輸出で米国35%、英国9%、ドイツ7%、ベルギー6%、日本5%、輸入で日本11%、インド9%、韓国7%、香港7%、米国6%等（1994年）となっている。

主な経済指標等は、次のとおりである。

表4-2 経済指標

	1993	1994
人口(百万人)	17.6	17.9
人口増加率※1	1.2	1.4
GDP(百万ルピー)※1	453,092	523,300
一人当たりGNP(市場価格)※1 (ドル)	588	652
消費者物価上昇率(%)※1	11.7	8.4
貿易収支(百万SDR)※1	-824	-1,093
輸出額	2,046	2,235
輸入額	2,870	3,328
経常収支(百万SDR)※1	-281	-531
対外債務残高(百万SDR)※1	5,585.5	6,089.2
債務返済比率(%)※1	11.8	11.1
失業率(%)※2	13.6	13.0
為替レート※1	Rs./US\$ 48.25 Rs./SDR 67.39	Rs./US\$ 49.42 Rs./SDR 70.75
会計年度	1月1日～12月31日	

※1 CENTRAL BANK OF SRI LANKA, ANNUAL RREPORT 1994

※2 PUBLIC INVESTMENT PROGRAMME 1995-1999, National Planning Department, April 1995

表4-3 GNPの分野別内訳 ※1

単位：百万ルピー

分 野	1993	1994	構成比 (%)
農業、林業、漁業	111,659	124,370	24.2
鉱業、石業	8,446	10,473	2.0
製造業	68,881	80,482	15.6
建設	32,615	38,323	7.5
電気、ガス、水道、衛生業務	6,065	7,727	1.5
運輸、倉庫、通信	45,533	52,591	10.2
卸売、小売業	99,736	115,021	22.3
金融、保険、不動産	27,804	35,617	6.9
住居	10,344	11,513	2.2
行政、防衛	22,622	25,314	4.9
サービス	19,387	21,869	4.3
G. D. P	453,092	523,300	101.6
外国からの収入	-5,979	-8,028	-1.6
G. N. P.	447,113	515,272	100.0
間接税 (補助金、交付金を除く)	52,509	60,583	
G. N. P. (市場価格)	499,622	575,810	

※1 CENTRAL BANK OF SRI LANKA, ANNUAL RREPORT 1994

1-3 地理的条件

「光輝く島」を意味するスリ・ランカは、インドの南端の東、わずか29kmのインド洋上に位置する西洋梨に似た形の島国で、国土面積は北海道の8割ぐらいの大きさである。島の南部の中央にピドルクラーガラ山 (標高2,524m) を中心とした山岳地帯があり、これを取り巻く平野部と、北部の平地から成っている。この山岳地帯に源を発し流出する多数の河川は水量豊富であり、最大河川はマハヴェリ川で、トリンコマレーでベンガル湾に注ぐまで全長300kmをこえる。

気候は高温多湿の熱帯性で、コロンボ首都圏の年平均気温は27度である。またスリ・ランカにはモンスーンシーズンが2回あり、島の南西部の平地と高地に多量の降雨をもたらす南西モンスーン期 (5~9月)、主として島の北東部に降雨をもたらす北東モンスーン期 (12~2月) と呼ばれている。なお年間を通じ島の南西部は多量の降雨があるため湿潤帯 (ウェットゾーン) と呼ばれ、一方その他の地域は、北東モンスーン期を除き、わずかな降雨しかないと、乾燥帯 (ドライゾーン) と呼ばれている。

このような気候のもと、南西部の山岳地では紅茶、中腹部ではゴム、海岸部ではココナッツが多く生産されている。

2. エネルギー及び電力事情

2-1 エネルギー及び電力政策

スリランカでは、現在のところ化石燃料はほとんど存在が確認されておらず、国内エネルギー資源としては、森林伐採によるまき燃料・その他のバイオマス、水力発電、さとうきびかす（バガス）及び木炭があるのみである。輸入燃料は大半が原油及び石油製品で、その他に若干の石炭が輸入されている。

1996年8月に策定された Public Investment Program 1996-2000 では、エネルギーセクターの政策目標は次の通りとなっている。

- ・地方を含めた経済活動に必要なエネルギーの詳細なニーズを決定し、経済成長の目標を達成するため、このエネルギーに対するニーズを満たすようにする。
- ・電力供給能力を拡大し、将来の需要に対して最小の費用で供給できるようにエネルギー資源のベストミックスを選択する。
- ・電力供給システムを合理化し、信頼性を高め、送配電ロスを最小にし、消費者の負担を減らす。
- ・全国送配電網を整備し、代替エネルギーの導入を促進することにより、10年以内にすべての村落に電気を供給出来るようにする。
- ・無駄なエネルギー消費をなくすため、省エネルギー対策を実施する。
- ・輸入燃料への依存を減らすために、国産資源の開発を進める。
- ・民間部門の発電部門への進出を促進させる。
- ・上記の目標を環境に悪影響を最小限にしつつ実現する。

発電部門への民間セクターの導入については、1992年に世界銀行がスリランカ政府の財政赤字削減のため、民間セクターの導入を勧告しており、現在までに次の2件の民間事業が具体化している。

- ・ミニ水力 (2.18MW: 売電単価 Rs.2.90/KWh) 1996年4月運転開始 (系統に接続せず)
- ・ディーゼル発電 (51MW: 売電単価 Rs.6.91/KWh) 電力購入契約締結済み。

発電部門への民間セクターの参入について、CEBは、スリランカのコントリブーリスクが高い等の理由から購入価格が自社の電源に比べて高い状況等にあり、現在のところあまり積極的な評価はしていない。

2-2 電力事業形態

スリランカの電力供給は、セイロン電力庁 (CEB: Ceylon Electricity Board) が発電から送配電までを一元的に実施している。CEBは1969年に法律により設立された機関で、灌漑電力省の監督下にある。CEBは、1995年時点で15の水力発電所と5つの火力発電所を有し、発電設備容量は140万9千kW、年間発電電力量は47億8300万kWhである。

また、一部の配電事業については、1983年にCEB、都市開発局 (Urban Development Authority) 及び Local Authority の出資により、民間会社として発足したランカ電力会社 (LECO: Lanka Electricity

Company) が地方自治体の配電事業の一部を引き継ぎ、配電業務、配電線の延長、改良工事を行っている。LECOの販売電力量は、スリランカ全体の販売電力量の13%を占めており、供給区域は主にコロンボ周辺に散在している。LECOは、現在、公企業改革委員会 (PERC: Public Enterprise Reform Committee) によって民営化の手続きが進行中である。

2-3 電源構成

CEBの電源は水力発電と火力発電によって構成されており、発電電力量で見ると、水力発電が93%、火力発電が7%と水主火従となっている。水力発電は、15の発電所で113.5万kWの出力を有している。水系別に見ると、Kelani川とMahaweli川にまたがるLaxapana流域総合開発において、5発電所、33万5千kWの出力を有しており、Mahaweli流域総合開発において6発電所、66万kWの出力を有している。火力発電については、現在、系統に接続され運転されている発電所は3発電所、定格出力25万kWであるが、設備の老朽化、メンテナンス不足のためいずれも定格出力を下回っており、現在の出力は22万4千kWとなっている。また、3発電所のうち、Kelanitissa蒸気発電所及びSapugaskandaディーゼル発電所は今後10年以内に廃止される予定となっている。

表4-2-1 電源別発電電力量の推移 (1981~1994)

Year	Hydro Generation		Thermal Generation		Total GWh
	GWh	%	GWh	%	
1981	1572	84.0	300	16.0	1872
1982	1608	77.8	458	22.2	2066
1983	1217	57.6	897	42.4	2114
1984	2091	92.5	170	7.5	2261
1985	2395	97.2	69	2.8	2464
1986	2645	99.7	7	0.3	2652
1987	2177	80.4	530	19.6	2707
1988	2597	92.8	202	7.2	2799
1989	2801	98.0	57	2.0	2858
1990	3144	99.8	5	0.2	3149
1991	3116	92.3	260	7.7	3376
1992	2900	81.9	640	18.1	3540
1993	3796	95.4	183	4.6	3979
1994	4089	93.7	275	6.3	4365
10 year Average	2966	93.01	222.8	6.99	3188.8

表 4-2-2 水力發電所一覽

HYDRO PLANT	INSTALLED CAPACITY (MW)		AVERAGE FLOW (m ³ /s)	ELECTRICITY GENERATION (GWh/yr)		COMMISSIONING
	Units x capacity			Average Historic	Long Term Expected	
<i>Laxapana (KM) Complex</i>						
Canyon	2 x 30	60	12.7	136.5	162	Unit 1 Mar 1983 Unit 2 1988
Wimalasurendra	2 x 25	50	7.6	122	112	Jan 1965
Old Laxapana	3 x 8.33 2 x 12.5	50	9.1	262	286	Dec 1950 Dec 1958
New Laxapana	2 x 50	100	16.2	468	480	Unit 1 Feb 1974 Unit 2 Mar 1974
Polpitiya	2 x 37.5	75	9.1	395.2	417	Apr 1969
Laxapana Total		335		1383.7	1457	
<i>Mahaweli Complex</i>						
Victoria	3 x 70	210	57.3	625.5 (1985-94)	734	Unit 1 Jan 1985 Unit 2 Oct 1984
Kotmale	3 x 67	201	30.8	425.1 (1988-94)	483	Unit 1 Apr 1985 Unit 2 Feb 1988 Unit 3 Feb 1988
Randenigala	2 x 61	122	75.3	298.9 (1987-94)	381	Jul 1986
Ukuwela	2 x 19	38	34.1	163.9	175	Unit 1 Jul 1976 Unit 2 Aug 1976
Bowalenna	1 x 40	40	48.2	55 (1987-91)	53	Jun 1981
Rantambe	2 x 24.5	49	94.1	176.3 (1991-94)	214	Jan 1990
Mahaweli Total		660			2040	
<i>Samanalawewa</i>	2 x 60	120	17.3	326.4 (1993-94)	288	Oct 1992
<i>Small Hydros</i>						
Inginiyagala	2x2.475+2 x 3.15	11	n.a.	27.8	n.a.	Jun 1963
Uda Walawe	3 x 2	6	n.a.	8	15	Jul 1988
Nilambe	2 x 1.6	3		11.6 (1989-94)		
Small Hydro Total		20				
Total including small hydro		1135			3785	

Note: - Historic average electricity is given for 1984-94, unless stated otherwise

表 4-2-3 火力発電所一覧

Plant	Capacity Units x MW	Commissioned		Remarks	Average Annual Plant Factor
		Unit	Date		
Kelanitissa Gas Turbines	6 x 18 (originally 6 x 20 MW)	1	Nov 80	To be overhauled in 2002 and 2003 3 units each year	9.43 (1984 - 1994)
		2	Mar 81		
		3	Apr 81		
		4	Dec 81		
		5	Apr 82		
		6	Mar 82		
Kelanitissa Steam	2 x 22 (originally 2 x 25 MW)	1	Jun 62	Recommissioned in 1991 after rehabilitation. To be retired by end 2000	28.62 (1991 - 1994)
		2	Sep 63		
Sapugaskanda Diesel	4 x 18 (originally 4 x 20 MW)	1	May 84	To be retired by end 2003 and end 2007 2 units each year	13.65 (1984 - 1994)
		2	May 84		
		3	Sep 84		
		4	Oct 84		

2-4 電力系統

スリランカの送電系統は22万V、13万2千V、6万6千Vで構成されており、送電線の総延長は約1,800 kmとなっている。CEBは6万6千Vの送電線を13万2千Vに昇圧させることを計画しており、これが完成すると全送電線のうち90%が13万2千V、10%が22万Vという構成になる見込みである。

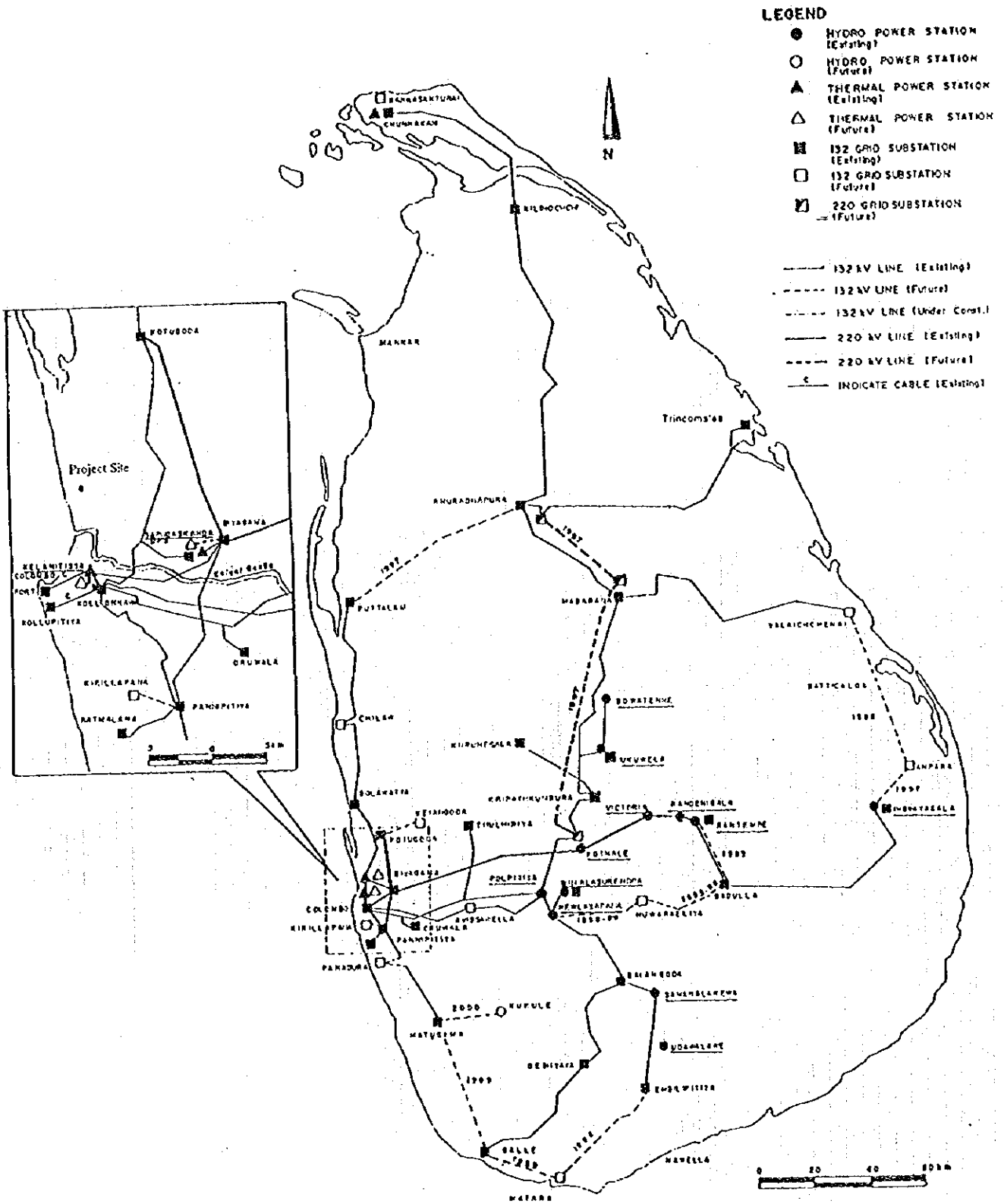


图4-2-1 電力系統圖

2-5 需給状況

スリランカの電力需要は、1980～1995年の年平均で7.1%増加しており、1995年には39億kwhとなっている。最大電力は同期間で年平均6.7%増加しており、1995年には97万kWとなっている。電力需要をセクター別に見ると、家庭、産業、商業の各部門の年平均伸び率（1983～1995年）は、それぞれ9.7、5.4、5.9%となっている。総電力需要に占める家庭用電力需要の比率は、1972年の8.7%から1995年には25.8%に上昇している。地域別の電力需要を見ると、全消費電力量の17.6%をコロンボ市で占めており、周辺の地域を含めると60.6%と需要の過半をコロンボ市周辺で占めている。負荷率について見ると、1995年の負荷率は55.7%であり、昼間需要主体の産業用の伸びと夕刻の点灯需要主体の家庭用の伸びが相殺しあって、1990年以降の負荷率は54%から56%の間を推移している。

このような電力需要の伸びに対して、電源開発は環境問題、地元住民との調整等の遅れにより遅れており、1992年に運転開始したSamanalawawe水力発電所以降新規の電源は開発されていない。また、電源構成が水力発電に圧倒的に片寄っているため、最大電力需要に対して発電出力は十分あるが、電力量のバランスで見ると、渇水年（1989年、1992年及び1996年）には大規模な電力不足が生じており、電力量バランスに問題がある構造となっている。

表 4-2-4 販売電力量の推移

Year	Total Sales (GWh)	Per Capita Sales (kWh)	Percentage of Sales by Tariff Group			
			Domestic	Industry	Commerce	Other*
1975	965	71	9.0	54.3	12.4	24.3
1976	997	73	9.5	51.8	13.5	25.2
1977	1041	75	10.2	49.9	14.2	25.7
1978	1166	82	10.2	50.9	13.9	25.0
1979	1298	90	11.8	48.7	15.5	24.0
1980	1392	94	13.7	45.0	16.0	25.3
1981	1510	101	14.3	44.9	14.6	26.2
1982	1694	112	15.3	43.6	15.5	25.6
1983	1797	117	17.0	41.8	16.2	25.0
1984	1886	121	16.8	41.3	17.0	24.9
1985	2060	130	16.8	41.3	17.0	24.9
1986	2232	138	16.5	41.5	17.1	24.9
1987	2253	138	16.9	38.5	18.6	26.0
1988	2371	143	16.5	38.1	19.5	25.9
1989	2353	140	17.3	36.1	19.1	27.5
1990	2608	154	19.0	34.9	16.2	29.9
1991	2742	159	23.5	34.9	19.9	21.7
1992	2916	168	23.1	36.7	19.6	20.6
1993	3270	186	24.6	37.4	19.6	18.4
1994**	3565	200	25.5	39.6	16.9	18.0

Consumption by Hotels is included in the Industry from January 1994.

表 4-2-5 発電電力量・最大電力の推移

Year	Actual Generation		Peak Demand	
	(GWh)	Growth	(MW)	Growth
1976	1133	5.0%	240	9.6%
1977	1216	7.3%	261	8.8%
1978	1385	13.9%	291	11.5%
1979	1525	10.1%	329	13.1%
1980	1669	9.4%	369	12.2%
1981	1871	12.1%	413	11.9%
1982	2066	10.4%	431	4.4%
1983	2114	2.3%	437	1.4%
1984	2261	7.0%	487	11.4%
1985	2465	9.0%	515	5.7%
1986	2652	7.6%	540	4.9%
1987	2707	2.1%	570	5.6%
1988	2800	3.4%	594	4.2%
1989	2858	2.1%	618	4.0%
1990	3149	10.2%	640	3.6%
1991	3376	7.2%	685	7.0%
1992	3540*	4.9%	742	7.7%
1993	3979	12.41%	812	9.4%
1994	4365	9.7%	910	12.1%
1995	4782	9.6%	980	7.7%
20 year average growth		7.8%	7.8%	

* Estimated 46 GWh curtailed by power cuts

2-6 需要想定及び電源開発計画

CEB は毎年度、直近の電源開発の進捗状況等を踏まえ、15年間の長期電源開発計画 (Long Term Generation Expansion Planning Studies) を策定している。1996年7月に策定された計画によれば、表4-2-6に示すように、標準的なケースで、電力需要については、2000年までは年率10%、2000年以降は年率9%で増加するものと予想されている。

これに対して、電源開発計画については、WASP IIIを用いて最適開発計画の検討を行っている。この結果によれば、表4-2-7に示す通り、1999年と2000年にそれぞれ15万kWのコンバインドサイクル発電所を運転開始させ、さらに2002~2004年にかけて3年間で60万kWの石炭火力発電所を運転開始させる計画となっている。

一方、アジア開発銀行の資金で、Electrowatt Engineering Services 社が行った Thermal Generation Options Study によれば、表 4-2-8 に示すように 1999 年に Kelanitissa 地点に 15 万 kW のコンバインドサイクル発電所を、2001 年には Bussa 地点に 30 万 kW のコンバインドサイクル発電所、2004 年から順次、石炭火力発電所を開発する計画となっている。

CEB は現在、最近の電源開発状況及び個別地点の立地可能性を踏まえて、今年度の長期電源開発計画を作成中であり、また、Electrowatt Engineering Services 社に依頼して Thermal Generation Options Study の見直しを行っている。現在作成中の新たな計画においては、石炭火力地点の立地の遅れを踏まえ、1999 年から 2001 年にかけて 15 万 kW クラスのコンバインドサイクルを 3 台開発することにしており、1999 年に OECF の融資で Kelanitissa 地点に 1 台、さらに BOT/BOO 方式で同地点に 1 台、2001 年に Kerawalapitiya 地点に 1 台を開発することとしている。

表 4-2-6 長期電力需要見通し (標準ケース)

Year	Sales (GWh)	Growth Rate (%)	System Losses (%)	Generation (GWh)	Load Factor (%)	Peak Demand (MW)
1991	2742	5.14	18.8	3377	56.3	685
1992	*2916	6.30	17.6	*3540	*54.5	742
1993	3270	12.1	17.8	3979	55.9	812
1994	3565	9.0	18.3	4365	54.8	910
1995	3946	10.0	17.9	4806	55.1	996
1996	4341	10.0	17.2	5242	55.9	1071
1997	4775	10.0	16.5	5718	56.2	1161
1998	5252	10.0	15.8	6238	56.7	1256
1999	5777	10.0	15.1	6805	56.9	1365
2000	6355	10.0	14.2	7407	57.1	1481
2001	6927	9.0	13.6	8017	57.3	1597
2002	7550	9.0	12.8	8659	57.5	1719
2003	8230	9.0	12.2	9373	57.7	1854
2004	8971	9.0	12.0	10194	57.9	2010
2005	9778	9.0	12.0	11111	58.0	2187
2006	10658	9.0	12.0	12111	58.0	2384
2007	11617	9.0	12.0	13201	58.0	2598
2008	12663	9.0	12.0	14389	58.0	2832
2009	13802	9.0	12.0	15684	58.0	3087
2010	15044	9.0	12.0	17096	58.0	3365
2011	16398	9.0	12.0	18635	58.0	3668
2012	17874	9.0	12.0	20312	58.0	3998
2013	19483	9.0	12.0	22140	58.0	4358
2014	21236	9.0	12.0	24132	58.0	4750
2015	23148	9.0	12.0	26304	58.0	5177

* Power cuts in April & May 1992
 1991—1994 are actuals, 1995 - 2015 are forecast

表 4-2-7 長期電源開発計画 (標準ケース)

YEAR	HYDRO ADDITIONS	THERMAL ADDITIONS	THERMAL RETIREMENTS	LOLP %
1996	-	-	Sapugaskanda Diesel 2*18 MW (for refurbishment)	34.241
1997	-	# Diesel Extension 40 MW (Sapugaskanda) Refurbished Diesel 2*18 MW (Sapugaskanda)	Sapugaskanda Diesel 2*18 MW (for refurbishment)	37.426
1998	-	Gas Turbine 140 MW Diesel 90 MW Refurbished Diesel 2*18 MW (Sapugaskanda)	-	4.404
1999	-	Combined Cycle 150 MW	-	0.359
2000	-	Combined Cycle 150 MW	-	0.024
2001	-	-	KPS Oil Steam 2*22 MW	1.869
2002	# Kukule 70 MW	Coal 150 MW	KPS Gas Turbine 3*18 MW (for refurbishment)	1.387
2003	-	Coal 150 MW Refurbished KPS GT 3*20 MW	KPS Gas Turbine 3*18 MW (for refurbishment)	0.924
2004	-	Coal 300 MW Refurbished KPS GT 3*20 MW	Sapugaskanda Diesel 2*18 MW	0.463
2005	-	-	-	1.879
2006	-	Combined Cycle 300 MW (Outside Colombo)	-	1.201
2007	-	-	-	3.984
2008	-	Coal 300 MW	Sapugaskanda Diesel 2*18 MW	4.100
2009	-	Coal 300 MW	-	4.055
2010	-	Coal 300 MW	-	4.326
Total	70 MW	2262 MW	296 MW	
Total PV Cost upto year 2015 2539.56 million US\$ (126,978.1 million Rs.)				
Long Term Average Incremental Generation Cost 4.53 US\$Cts/kWh (2.27 Rs./kWh)				

- Notes : (i) Discount rate 10%
(ii) # - Denotes committed plants
(iii) Exchange Rate 1 US\$ = SL Rs. 50.00

表 4-2-8 Thermal generation Options Studies による電源開発計画

Year	Plant Type	Size	Site
1997	Diesel	4x10 MW	Sapugaskanda existing station (extension 1; under construction)
1998	Diesel	up to 150 MW	Sapugaskanda existing station, (extension 2, 40 MW) Sapugaskanda new site (100 MW)
	Gas Turbine	4x35 MW	Kerawalapitiya (Colombo north)
1999	Combined Cycle	150 MW	Kelanitissa existing station
2000	-	-	-
2001	Combined Cycle	300 MW	Bussa (south-coast)
2002	-	-	-
2003	-	-	-
2004	Coal-Fired Steam	300 MW (unit No.1)	Mundal (west-coast)
2005	-	-	-
2006	Coal-Fired Steam	300 MW (unit No.2)	Mundal
2007	-	-	-
2008	Coal-Fired Steam	300 MW (unit No.3)	Mundal

2-7 電気料金及び発電原価

CEB の電気料金は表 4-2-9 に示す通り 4 段階の逦増料金になっている。また、既設の火力発電所の燃料コストは表 4-2-10 に示す通りである。

表 4-2-9 電気料金表

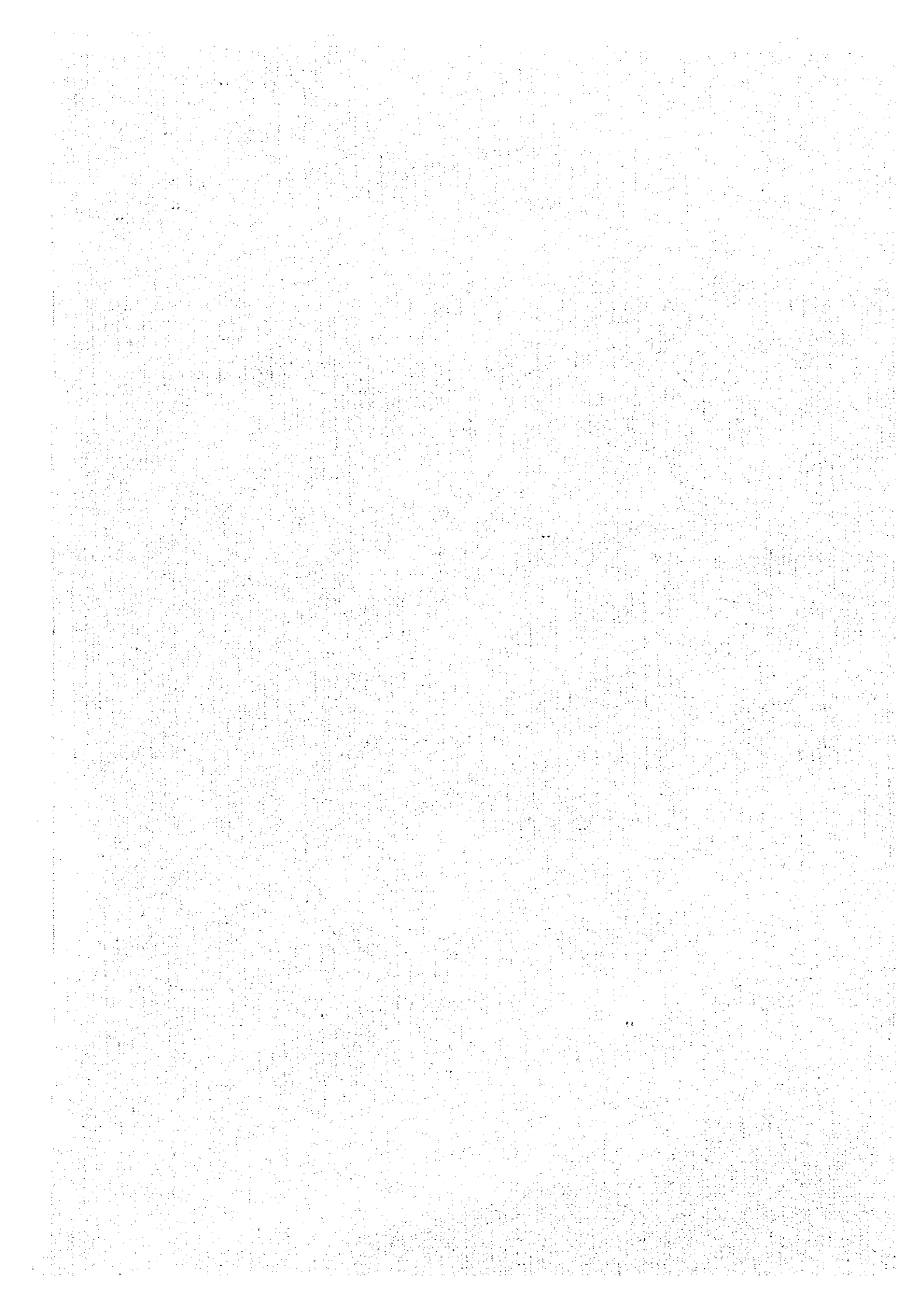
Domestic			
Block 1 - First 30 units	◎ Rs. 1.20 per unit		
Block 2 - 31 - 90 units	◎ Rs. 2.40 per unit		
Block 3 - 91 - 180 units	◎ Rs. 4.50 per unit		
Block 4 - Above 180 units	◎ Rs. 5.60 per unit		
Monthly Fixed Charge -	Rs. 15.00		
Religious Purpose			
Block 1 - First 90 units	◎ Rs. 1.20 per unit		
Block 2 - 91 - 150 units	◎ Rs. 2.40 per unit		
Block 3 - Above 150 units	◎ Rs. 4.50 per unit		
Monthly Fixed Charge -	Rs. 15.00		
	General Purpose	Industrial	Industrial (Time of Day)
Supply at 400/230V Contract Demand < 50kVA Unit Charge (Rs/unit)	5.60	4.30	8.90 (peak) 3.20(off peak)
Fixed Charge (Rs/month) upto 10 kVA above 10 kVA	15.0 205.0	15.00 205.00	15.00 205.00
Supply at 400/230V Contract Demand >=50kVA Unit Charge (Rs/unit)	5.50	4.10	9.00 (peak) 3.80(off peak)
Demand Charge (Rs/kVA) Fixed Charge (Rs/month)	270.00 435.00	235.00 435.00	110.00 435.00
Supply at 11/33/132 kV Unit Charge (Rs/unit)	5.40	3.90	8.60 (peak) 3.60(offpeak)
Demand Charge (Rs/kVA) Fixed Charge (Rs/month)	250.00 435.00	210.00 435.00	100.00 435.00
Bulk Supplies to LECO/LA			
	Unit charge Rs/unit	Demand Charge Rs/kVA	
L1 - Supply at 400/230V	2.60	65.00	
L2 - Supply at 11kV & above	2.25	47.50	
Street Lighting	◎ Rs. 4.30 per unit		

表 4-2-10 火力発電所の燃料価格一覧

Name	Fuel Type	Full load Efficiency (%)	Fuel use at full load l/kWh	Current Fuel Price Rs/l	Estimated Fuel Cost Rs/kWh	Actual Fuel Cost Rs/kWh (1994)
Kelanitissa Gas Turbines	Heavy Diesel	23.0	0.394	11.70	4.61	4.96
Kelanitissa Oil Steam	Furnace Oil 1000 s	27.8	0.319	6.50	2.07	2.01
Sapugaskanda Diesel	Residual Oil 3500 s	36.7	0.244	5.50	1.34	1.39

Note : The above Costs are based on the market prices of fuel supplied by the Ceylon Petroleum Corporation

第5章 プロジェクトの概要及び本格調査の留意事項



第5章 プロジェクトの概要及び本格調査の留意事項

1. 電力計画

1-1 建設計画の背景

スリランカにおいては、電力需要が年平均約7%程度で増加しているのに対し、電源開発は遅れており、1992年以降新規の電源は開発されていない。このような中で、昨年夏は渇水により半年にも及ぶ長期の計画停電を余儀なくされており、新規の電源開発は政府の重要な課題となっている。同国の電源構成は、豊かな水力資源を背景として水力発電に大きく依存する構造となっているが、今後の電力需要の増加を考慮すると火力発電の開発が必要であり、スリランカ政府は長期的には火主水従の電源構成の実現を目指している。

火力発電の計画については、経済性と燃料の供給安定性の観点から石炭火力の開発に力を入れてきたが、環境問題、地元住民との調整の遅れ等の要因のため、環境調査が中断した状態となっており、早くとも2003年以降の運転開始にずれ込むことが確実な状況となっている。このため、当面の供給力として石油系燃料を使ったコンバインドサイクル発電の開発を進めることにしており、すでに1999年運転開始を日途にKelanitissa発電所の構内にOECFの融資で15万kW級のコンバインドサイクル発電所を建設することが決定している。これに次ぐ開発として、同地点でBOT/BOO方式で15万kW級のコンバインドサイクル発電所を建設する計画があるが具体的な見通しは立っていない。一方、新たなコンバインドサイクル地点としては、Thermal Generation Options Studiesにおいては、コロomboの南のBussa地点が第一候補となっていたが、この地点は海軍基地に近く安全面で問題があること、海面よりも低い土地であることが判明し、発電所適地ではないと判断された。このためKerawalapitiya地点で15万kW級のコンバインドサイクル発電所の建設を2001年を目標に進めることにしており、既にCEBは約30haの用地を取得している。

1-2 立地条件

Kerawalapitiya地点は広大なMuthurajawela湿地とNegomboラグーンで構成される地域の南端に位置しており、1991年に作成された同地域全体の環境保全と開発のためのマスタープランにもとずき、Sri Lanka Land Reclamation and Development Corporationによって約160haの工業・住宅用の土地が造成されている。発電所予定地のこの造成地の海側に位置しており、海岸間での距離は約1.5km程度である。

この地点は、コロomboの北約12kmにあり、コロombo市と国際空港を結ぶルート上に位置している。このように電力の大消費地であるコロombo市に近く、また最寄りのサブステーションがあるKeranitissa発電所までも約7kmと近く、発電所地点としては有利な条件を持っている。

1-3 燃料事情

スリランカにおいては、現在のところ石油の供給はCeylon Petroleum Corporationが独占的に供給している。同社の精油所はコロomboにあるが、その精製能力は約5万バレル/日であり、増設計画も無いことから今回計画されている発電所への燃料（ナフサ及びディーゼルオイル）の供給余力はない。このため、発電所で使用する燃料については全量を輸入する必要がある。

また、コロombo港の石油製品の荷揚げ施設は現在すでにフル稼働しており、発電所用の燃料を既設のコロombo港の揚油施設を利用して輸送することも困難と考えられる状況にある。コロombo港は港湾全体が能力不足になっており、拡張が検討されている。

一方、Kerawalapitiyaの土地造成地にはシェル・ランカ社がLPG供給基地の建設を予定しており、既に環境影響評価も終了している。ただし、その後計画の変更があり、現在計画は中断されている。シェル・ランカ

社の計画では、LPGをコロンボ港から海底パイプラインで輸送する計画で、LPG基地には2000tタンクを4基設けることにしている。なお、現在のところ、CEBはLPGを発電用に利用することは考えていない。

1-4 運転条件

CEBはKerawalapitiyaコンバインドサイクル発電所をベースロード用の火力発電所として位置付けている。このため、年間70%程度の利用率が見込まれる。

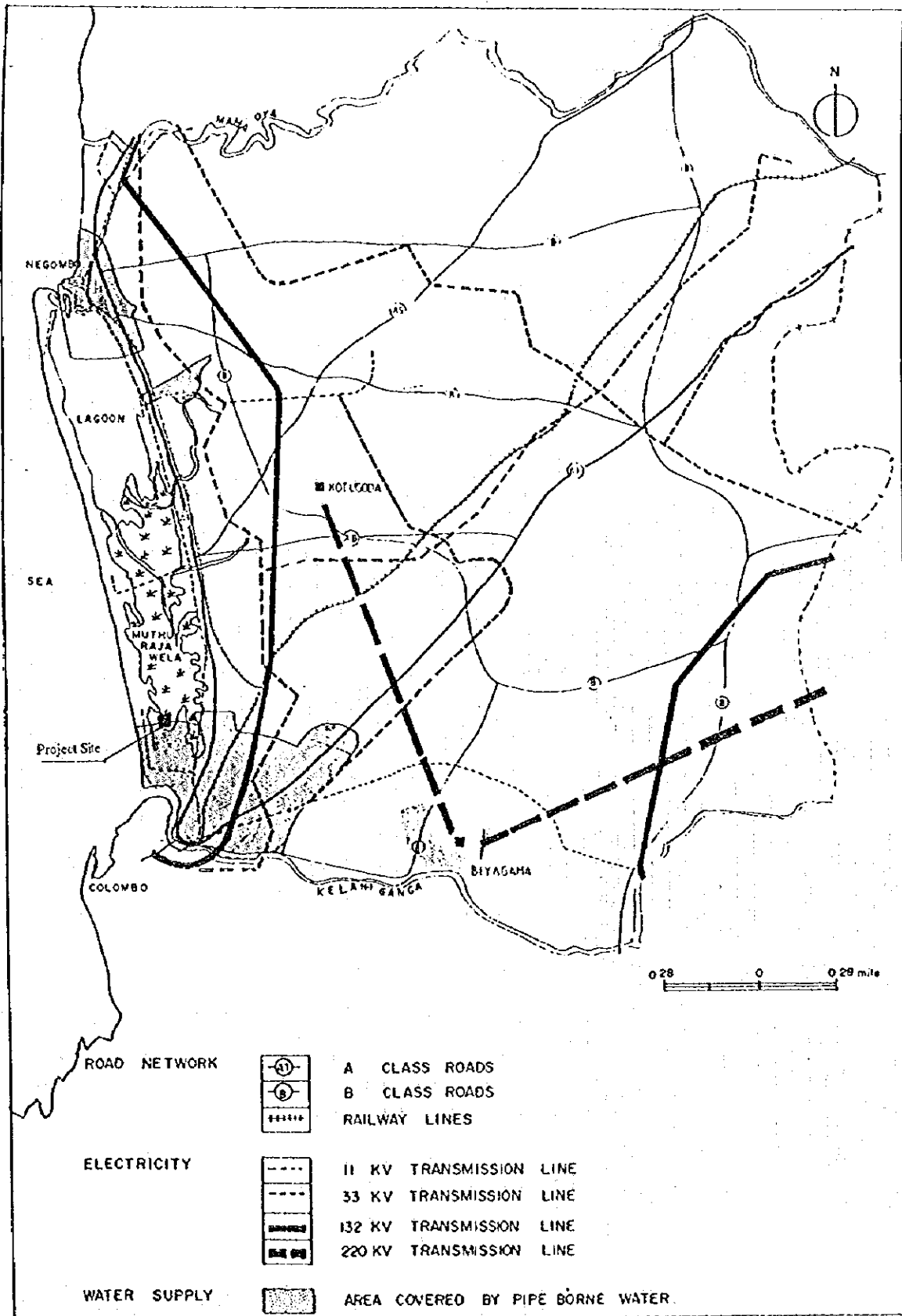


図6-1-1 発電所周辺のインフラ整備状況

2. コンバインドサイクルプラント概要

2-1 発電形式

1-1 項に述べられたように本件の発電形式としてコンバインドサイクル（以下C/Cと略称する）を採用することが求められている。このプラントは完成後ベースロード運転に使用される。

2-2 Site Condition

Kerawalapitiya のSite Condition の定義として以下をCEBに確認した。

- 大気圧力 1.013bar
- 大気温度 30℃
- 相対湿度 78%
- 冷却水温度 27.5℃
- 高度 海面相当

プラント性能算出にあたっては上記を適用する。なお、Colombo市の温度、湿度の月別の変化については収集資料番号2-2を参照のこと。

2-3 出力とエネルギー容量

150MWのC/Cをどのような機器で構成するかが検討課題である。構成機器の数と容量はF/Sの結果を待つて決められるので、この調査では特定しない。

2-3-1 Kelanitissaの場合

THERMAL GENERATION OPTION STUDY（以下TGOSと略称する）のTable 4.22（添付の表参照）においてEWI Base CaseもCEB Baseも1999年にKelanitissaに150MWのC/Cを設置する案が載せられている。その後OECSFの資金によりSAPROF TEAMが行った調査報告書（注）には望ましい構成機器として以下のように記されている。

- GT 2または3台
- HRB 2または3台
- ST 1台

GTの数と容量を2台または3台と表現しているのは、メーカー、モデルをこの段階で特定しないための配慮と思われる。

（注）THE KELANITISSA COMBINED CYCLE POWER PLANT PROJECT IN THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRILANKA FINAL REPORT PART I JANUARY, 1996

現在OECSFの資金により本年3月以降、委託を受けたドイツのコンサルタント会社のラーメイヤがDetail Designに向けてエンジニアリング中である。機器構成についてはCEBも現段階では分かっていない。

2-3-2 Kerawalapitiyaの場合

KerawalapitiyaもKelanitissaと同じく150MWのC/Cであるからメーカー、モデルを合わせる発想は考えられる。今回の調査では以下のことが確認された。MINUTES OF MEETINGの第5項Technical Discussions参照。

- 共通性の点で優位性が認められるなら、Kelanitissaと類型であってもよい。

- しかしF/SにあたってはS/Wに記された範囲で、あらゆる観点から検討し、設計・仕様決めを行うことに制約はない。

2-4 建設スケジュール

150MWのC/C建設はGTの据え付けが完了した時点で、HRB、STに関わりなくGT単独で発電したい意向を確認した。すなわち、

- GTとHRBとのあいだに単独運転用の煙突バイパススタックとバイパスダンパーを設ける。
- GTの単独コミッショニングはできるだけ早めて給電に供し、C/Cとしてのコミッショニングは2001年まで終了させる。

なお、C/Cとしてはベースロード運転であるが、GT単独運転の場合は特定されない。

2-5 配置計画

2-5-1 統合性

Kerawalapitiya 発電所は現在更地で、広さは約30a (540m x 580m) である。収集資料番号2-5参照。敷地は将来合計600MWのC/Cを設置するに十分な広さを有する。従って、150MWのC/C設置の観点に先だって、発電所全体としての統合性の観点から、次の検討が前提となる。

- 燃料貯蔵タンクヤードの統合化
- 冷却水母管方式の採用 (海水を冷却水とする場合)
- オフィス、コントロールセンターの設置

これについてCEB側に打診したがはっきりした意向は示されなかった。オフィス、コントロールセンターは必然として設置されよう。しかし燃料貯蔵タンクヤードの統合化、冷却水母管方式の採用についてはF/Sの段階で将来を見越した計画を行い、CEB側とも確認していく必要があると思われる。

2-5-2 C/Cの配置

150MWの配置計画を行うために以下の要件が必要であるが、現段階では整っていない。

- GT、HRBの台数が定まっていない
- GTのメーカ、モデルにより排気方向が異なるので、これが定まらなければGTとHRBとの相互配置が決まらない。
- 現段階では海水による冷却が志向されているが、F/Sによって冷水塔が採用されることもあり得る。

上記のように未決定要素が存在するので配置計画の段階ではないものの、SAPROF TEAMが行った調査報告書を含むいくつかの150MW級C/Cの配置を参考にすれば、必要面積は大略以下である。

- GT+HRB (2または3台)、ST (1台) を含む150MW級C/Cの敷地として 約16,000m²
- 燃料貯蔵タンク用の敷地として 約 8,000m²
- 冷水塔採用の場合、DEMINERALIZED WATER SYSTEMを含めて 約 3,000m²

2-6 送電施設

2-6-1 建設計画

Kerawalapitiya 発電所予定地から直近のサブステーションはKolonnawaにある。発電所予定地からこのサブステーションまでの約7kmを電圧132kVにて鉄塔を用いて送電する。これに関わる送電施設のルート確認、建設計画、環境評価を行う。なお、この項はScope of Workの項目にIV.1.(2)にも関連するので併せて検討する必要がある。

2-6-2 送電容量

送電線および鉄塔その他の仕様は2-5-1項と同じ趣旨で将来を考慮して送電容量が600MW以上になるよう設定しなければならない。

2-7 港湾施設

港湾施設として以下が想定される。

- 冷却水としての海水の取放水の施設
- 海上から燃料油を発電所予定地に輸送する施設

いずれの方式も現段階での選択肢の一つとして挙げられているので調査結果を記す。

2-7-1 海水の取放水

150MWのC/Cには冷却水が3m³/Sが必要とされる。これに海水を用いるか、冷水塔（温度の点から海水より多くの流量が必要）を適用するか選択はF/Sの結果を待たねばならない。ここでは海水を用いる場合、考慮すべき点を記す。

(1) 発電所予定地から海岸まで

発電所予定地端から直近の海岸までは直線で約1.5kmである。途中に道路と水路がある。

(2) 配管

150MWのC/Cに必要な海水3m³/Sの配管径を算出する。流速を4m/Sと仮定すれば、

$$\text{配管直径} = 0.98\text{m}$$

発電所予定地に将来C/Cが増設されて600MWになったとすれば、必要な海水は4倍の12m³/Sとなる。2-5-1項で述べたように将来を見越して共通母管を敷設するならば、

$$\text{配管直径} = 1.96\text{m}$$

すなわち配管直径は約2mとなる。取水用配管と放水用配管の2本が必要である。

(3) 地質調査

取水管、放水管とも口径が大きいので、重量を考慮すれば、敷設地域の地質をあたっておく必要があるだろう。

(4) 取水口

写真「Kerawalapitiyaの沿岸（建設サイトから1.5km、Colombo港を望む）参照。現地調査した日は南西風

が吹く季節でもあり沖から海岸への強い吹き付けがあった。このため浅瀬の部分は波立って海中の砂を巻き上げ、海水は褐色になっていた。沖合に褐色から紺色に代わる領域が望見された。

— 沖合から取水する場合

海底地形から砂を含まない海水が取水できる場所を求め、この場合取水用配管は長くなる。

— 岸近くから取水する場合

取水用配管は短くて済むが、砂を沈下させる工夫が必要である。

取水口の設置にあたっては沿岸部の深浅図が必須となる。Coast Conservation Departmentを含む、関連Departmentからデータが入手できる。

2-7-2 燃料油の輸送

燃料油の貯蔵タンクへの送り方には以下の2方式が想定される。

— Kerawalapitiya沖合から発電所までパイプラインを敷設し、Kerawalapitiya沖合でタンカーから揚油する。

— Colombo港から発電所まで陸上（または海中）パイプラインを敷設し、Colombo港でタンカーから揚油する。

いずれも海洋データを要するが、次の所に資料がある可能性がある。

— Fishery Harbour Department

— Coast Conservation Department

— NARA(National Aquatic Research Agency)

また、沿岸部の深浅図、海洋調査資料については、Coast Conservation Departmentにデータが保存されているよう。

(1) 沖合でタンカーから揚油する場合

タンカーの喫水は、大略以下である。

— 5,000DWTクラスで約6.5m

— 10,000DWTクラスで約8m

Kerawalapitiyaの沿岸は遠浅である。収集資料番号2-7-1および2-7-2参照。5月から7月には南西風と霧が発生するので、沿岸に近いほどには沖合からの揚油も難しそうである。SPMB(Single Point Mooring Buoy)の設置地点はコストと共に揚油の難易も考慮する必要がある。

(2) Colombo港から揚油する場合

Shell LankaがKerawalapitiyaにLPG供給基地を計画し、1996年6月にEIAレポートが提出されたが、プロジェクトは進んでいない。この計画ではLPGをColombo港から海底パイプラインでKerawalapitiyaまで輸送する計画になっている。従って、既にデータが揃っているので入手して検討するに容易と思われる。しかし、Colombo港の現状は何れの施設もその容量が限界にきていると言われているので、併せて実現性を検討すべきである。

2-8 燃料の選択と仕様

現在、heavy diesel oil か naphtha か いずれを選択すべきか、CEB内でも意見が定まっていない。一方、予備調査中にShell Lanka LPGプロジェクトの計画があることが分かった。詳細は本書1.3項参照。このプロジェクトは環境調査が終わった段階から進捗していないが、完成すれば同一工業団地内からLPGを供給できるので、輸送方法の問題、公害等の問題は一挙に片づけられる。従って、燃料選択の問題はShell Lanka LPGプロジェクトの進捗とKerawalapitiya発電所建設のスケジュールを勘案して方針を立てることが先決である。以下のように3つの場合が想定される。

燃料の選択	: LPG	供給者 Shell Lanka
	: naphtha	供給者 CPC
	: heavy diesel oil	供給者 CPC

しかしスケジュールの問題からKerawalapitiyaの最初のC/CにはLPGを適用できないことも想定されるので、ここでは主として液体燃料の選択と仕様について背景を整理するとともに、検討すべき点を記す。

2-8-1 コスト

本章1.3項に述べられているようにKerawalapitiya用の燃料は国内生産が期待できず、輸入によらざるを得ない。シンガポールを中心とする市場でnaphthaが安価であることからnaphthaについてはコストの点で優位と言われている。いま、単価当たりの発熱量を算出してみる。

表 2-8-1 単位当たり発熱量

	単価@1995	発熱量	単価当たり発熱量
naphtha	0.113 US\$/liter	7,600 kcal/liter	67,257 kcal/US\$
heavy diesel oil	0.144 US\$/liter	9,500 kcal/liter	65,972 kcal/US\$

上の表から単価当たりの発熱量に大差ないことがわかる。ただし、diesel oilは価格変動が大きいと伝えられているので燃料選択におけるコストの観点には長期的展望が求められる。

2-8-2 naphtha適用の注意

燃料がnaphthaかheavy diesel oilか現段階では決まっていない。naphtha適用の場合、以下の注意が必要である。

(1) GTの起動・停止

naphthaの蒸気圧が高いため、naphthaでは起動中にガスタービン周りの燃料配管系にベーパーロックが起きるので、naphthaでは起動できない。このため、通常次の措置が必要となる。

- naphthaの他にNO.2 distillate系の燃料を用意する。
- 起動時はNO.2 distillate系の燃料を用い、同期速度到達後ある一定時間をおいて3方弁により徐々にnaphthaに切り替える
- 停止前に3方弁を徐々にNO.2 distillate系の燃料に切替え、一定時間をおいて停止動作を行う。停

止後、燃料配管がNO.2 distillate系の燃料で満たされている。

(注) NO.2 distillate系の燃料としてheavy diesel oilも良い。

従って、naphthaを選んだ場合、起動・停止用燃料としてheavy diesel oil用貯蔵タンクも必要である。

(2) 設備上の留意点

2-9-3項に設備上留意すべき点として防爆、燃料ポンプについて記したので参照のこと。

2-8-3 燃料の仕様

(1) 液体燃料

以下にCPCから供給されるnaphtha、heavy diesel oilの仕様とガスタービンメーカーが通常規定する液体燃料の仕様を示す。

表 2-8-2 液体燃料の仕様

	naphtha 注1)	heavy diesel oil 注1)	メーカーの仕様 注2)
specific gravity	0.65-0.72	max 0.90	-
gross calorific value	11,200kcal/kg	min 10,556kcal/kg	-
Viscosity	-	36-53 redwood 1 @100F	45-75SSU for ignition 100SSU for combustion
ash	-	max 0.02 wt. %	-
water	-	max 0.05 vol. %	-
sulfur S	max 0.005wt. %	max 1.8wt. %	<0.5wt. % for C/C
sodium Na	-	1.6mg/kg 注3)	Na+K <0.5ppm
potassium K	-	1.3mg/kg 注3)	Na+K <0.5ppm
vanadium V	-	less than 1mg/kg 注3)	<0.5ppm
calcium Ca	-	0.5mg/kg 注3)	<10ppm
magnesium Mg	-	0.1mg/kg 注3)	-
lead Pb	max 50ppb	0.1mg/kg 注3)	<2.0ppm

注1) TGOSのTABLE 3.11による。ただし、注3のデータは含まれていない。

注2) ガスタービンメーカーにより多少の違いはあるが大差ないので、液体燃料仕様の典例として記載した。

注3) 収集資料番号2-8による。

(2) LPG

JIS K2240を参考にLPGに関する常識的データを記す。ガスタービン用としては特に問題ない。

- 組成 : プロパン、プロピレン、ブタン、ブチレン等
- 密度 : 0.50~0.62g/m³@15℃
- 蒸気圧 : 1.55Mpa以下@40℃
- 硫黄(S)分 : 0.02wt.%以下

LPGは組成により性状が異なるので、本格調査ではShell Lanka関連からLPGにかかわるデータを入手して確認すべきである。

2-8-4 燃料の含有成分

燃料の含有成分を表2-8-2に基づいてC/Cの寿命の観点から検討する。Naphtha、LPGについては含有成分に問題となる項目はない。以下にheavy diesel oilに関して問題となる点を記述する。

(1) sulfur S

1) ガスタービンについて

燃料中の硫黄成分は、燃焼によって通常はSO₂となる。酸素が過剰な場合はSO₃となる。これらがNa、K、V等と反応して低融点の化合物を形成し、タービン翼など高温部品に激しい腐食をもたらす。表2-8-2ではheavy diesel oilのSはmax 1.8wt.%であり、ガスタービンメーカー許容値0.5wt.%を大きく越えている。またNa+Kもheavy diesel oilでは2.9ppmとなり、ガスタービンメーカー許容値0.5ppmの約6倍含まれている。ガスタービンの高温部品の腐食を避けるには少なくとも一方を許容値まで削減すべきである。

2) 廃熱回収ボイラーについて

排ガス中にSO_xが含まれている場合は、これが排ガス中の酸素分と反応してSO₃となる。SO₃と排ガス中のH₂Oにより露点以下では硫酸H₂SO₄が生成され伝熱面が腐食される、いわゆる低温腐食の問題が生じる。これを防止するために、伝熱管外面温度を露点以上に保つ必要性から給水入口温度を高め保つ等の措置がとられるが、ボイラー効率を低下させることにつながる。表2-8-2のheavy diesel oilではS分が1.8wt.%とすればSO_x濃度は340ppm前後との推定値がある。給水入口温度は燃料中のsulfurによるSO_x、排ガス中のO₂、H₂O濃度から決定されるので、S分をいくらにすべきか検討が必要である。

(2) sodium Na、potassium K

Na、Kは(1) 1)項に記した理由によりSの削減が容易でなければ、Na+Kが許容値以下になるようKerawalapitiya発電所に燃料処理装置を設けなければならない。なお、Na+Kは燃料だけが対象ではなく、吸気空気、噴射蒸気(もしあれば)に含まれるNa+Kも燃料換算した値であるから注意が必要となる。海浜であることを考慮して、入手するか計測するかいずれかにより確認することが奨められる。

注) 空気中の10ppbのNaは燃料中のNa約0.5ppmに相当する。

(3) vanadium V

表2-8-2のheavy diesel oilのVは許容値を超えているものの、それほど著しくはない。しかし本格調査において再度確認の上、Vが多ければVによる腐食解消のため添加剤等を加える装置を考慮すべきである。

2-8-5 燃料の統一

naphthaを主燃料にした場合、起動・停止用としてdiesel oilが必要である。この場合diesel oilの貯蔵タンク容積は小さく、輸送方法もタンクローリーで賄える程度である。しかし、主燃料としてnaphtha、heavy diesel oilを適宜切り替えて使うdual方式を採用するとなれば、貯蔵タンク、輸送配管、輸送ポンプも別々に必要と

なる。費用負担を工夫しなければF/Sに合わなくなることが予想される。コストを優先すれば初めに燃料の統一を考慮すべきである。

2-9 燃料設備

2-9-1 全体計画

燃料設備として貯蔵タンク、ポンプ、フィルター、積算計、防油堤のほか、要すれば第2-8-4(2)(3)項に挙げた処理装置、添加装置の設置が求められる。燃料設備を600MW分のC/C共通設備として計画し、どの範囲を第1期工事用として150MWのC/Cに合わせて実施するか、方針を決める必要がある。

2-9-2 貯蔵タンク

5月から7月の間、季節風と霧のため特に(1)の場合、タンカーからの揚油が困難となる。3ヶ月分の燃料貯蔵を考慮したタンク容積が必要となる。

2-9-3 naphthaの場合

naphthaが採用された場合、留意すべき項目を挙げる。

(1) 防爆

naphthaは引火点が100度F以下であるから、防爆対策が必要となる。準拠すべき規格を調査の上、電気機器、計装機器、工事法による対応が求められる。

(2) ポンプ

パイプラインの燃料移送ポンプ、発電所内燃料移送ポンプ、ガスタービンへの燃料噴射用ポンプにはnaphthaの低粘性のためdiesel oilと同じポンプを適用できない。特に燃料噴射用ポンプは高圧仕様なので、選定にあたってはメーカーの経験を重視する必要がある。

2-10 公害対策

2-10-1 排出ガス

ガスタービンの排出ガスの基準については、第5-1-1項によれば「現在建設計画が進行中のKelanitissaコンバインドサイクル発電所の場合には次の排出基準が設定されており、Kerawalapitiya地点のコンバインドサイクル計画にもこの排出基準が適用される見込みである。SO₂:2.5g/Nm³ NO₂:3.0g/Nm³ TSP:0.3g/Nm³ Opacity:40%」としている。

(1) NO_x

排出基準NO₂:3.0g/Nm³なる表記にはいくつか問題がある。すなわち、

- ガスタービンの排出NO_xはNOが大部分でNO₂は少ない。
- 残存酸素濃度が示されていない。
- ppm表記されていない。

等である。NO₂:3.0g/Nm³をppm表記に直せば1460ppmに相当する。NO₂なる表記を拡大解釈してNO_xとみな

し、残存酸素濃度0%と仮定すれば、残存酸素濃度16%ではNOx約350ppmになる。これが実質の排出基準とすれば、NOx対策（蒸気噴射、低NOx燃焼器、脱硝装置など）の必要はない。本格調査ではこれらの点を確認する必要があるが、

- Kelanitissa発電所に設置されている20MWガスタービン6台にはNOx対策が適用されていない。
- Kelanitissa発電所にFiatから納入され1997年6月にコミッショニング終了した115MWガスタービンにはNOx対策が適用されていない。

等の事実を併せれば、KerawalapitiyaにおいてもNOx対策なしで許容されると考えられる。

(2) SOx

Heavy diesel oilを燃料とした場合、S分がmax 1.8wt.%含有されることから、ガスタービン排出SO2は340ppm前後となる。排出基準SO2:2.5g/Nm3は約870ppmに相当するので、対策無しで良いことになる。

(3) 煙突高さ

煙突高さは大気拡散のシミュレーションを経て決定される。シミュレーションにあたっては150MWのC/C 1式に限定せず、将来の増設も含めて行わなければならない。

2-10-2 川、海への排水

コンデンサー冷却水の放水およびHRB定常排水・非定常排水の水質基準が第5章表5-5-4に示されている。

2-10-3 騒音

第5章では「表5-5-6の工業地域の基準が適用される可能性が高い。また、工事中の騒音については昼間で75dB、夜間で50dBの基準が適用される」としている。纏めれば、以下のようになる。

表2-10-1 騒音

	昼間（6時～18時）	夜間（18時～6時）
工業地域敷地境界	70dB	60dB
工業地域敷地境界（工事中）	75dB	60dB

本格調査では以下を確認する必要がある。

- 機側における騒音基準があるか。

Kelanitissa発電所見学の際、20MWガスタービン発電ユニットが6台あり、そのうち数台が運転されていた。どのユニットもガスタービンエンクロージャの側壁の約半分が無い状態で運転されており、機側1mで100dBを越えている感じであった。Kelanitissaでは機側における騒音基準は無いと思われる。ただし、これらのガスタービンはかなり古く、1980～82年に設置されている。設備新設の場合は機側における騒音について別途新基準があるか、あらためて確認を要する。

2-11 その他の設備

2-10項まで留意すべき設備について記述した。以下に補足する。

2-11-1 建屋

ST発電装置を設置するタービンホールおよび運転制御システムを配する制御室を纏めて一括した建屋を要する。それ以外の主要機器は屋外設置となる。

2-11-2 冷却水設備

2-10項まで冷却水は海水を前提としてきたが、冷却水は本来次の3ケースがある。

表2-11-1 冷却水

流体	方式	特徴
海水	直接引く	冷却効率が良い。敷設配管によっては高価となる。
市水	冷却塔	大気温度+ α までしか冷やせない。
市水	フィンチューブによるファン空冷	大気温度+ α までしか冷やせない。一般的には高価である。

本格調査ではそれぞれのケースについてコストを試算してみる必要がある。

3. 地形・地質

3-1 地形状況及び地形図作成

Kerawalapitiya建設サイトは写真「Kerawalapitiya建設サイト」のように沼地を海砂で約3m厚さで埋め立てた工業用地の一部である。現状では据付計画、海水配管計画に利用できる地形図（例えば、尺度1/1,000、コンター1m）がないので、本格調査の中でKerawalapitiya建設サイトおよび海岸を含む範囲についてCEB側で地形図が作成される。

3-2 地盤調査

砂の重量で表層部分は現在も沈下しつつある。発電所建設サイトそのものではないが、工業用地についてボーリングデータのサンプルSLLRDC(Sri Lanka Land Reclamation and Development Corporation)から参考に受領した。収集資料番号3-2-1および3-2-2参照。表層部は柔らかいが、20m位で固い地層に当たる。これから発電所建設サイトもほぼ20m前後で同様の地層があるのではないかと推定される。本格調査においては地盤調査をCEB側が実施することになっている。発電所建設サイトに相当する領域についてボーリング箇所を指定すれば、信頼性の高いデータの収集を行うことができよう。

4. 海象・気象

4-1 既存データ

4-1-1 海象

当該海域の海象については、1996年9月に国際協力事業団が作成したコロンボ新港開発調査報告書 (Study on the development of new port of Colombo) によれば次の通りである。

(1) 潮位

Sri Lanka Port Authority のコロンボ港における長期の潮位観測記録によれば次の通りである。

MHWS	0.72 m	(Mean High Water Spring Tide)
MHWN	0.48 m	(Mean High Water Neap Tide)
MSL	0.38 m	(Mean Sea level)
MLWN	0.30 m	(Mean low Water Neap Tide)
MLWS	0.06 m	(Mean Low Water Spring Tide)
MLLWS	0.02 m	(Mean Lowest low Water Spring Tide)

(2) 流況

流況の観測は1995年10月～1996年2月にかけてコロンボ港北側沖合いの水深15m地点で、電磁流速計を用いた調査が行われている。また、9地点で一昼夜流況観測も実施されている。この結果によれば、卓越流向はN方向で、流速はほとんどが0.1 m/sec 以下であった。

また、南西及び北東季節風期にコロンボ港北側海岸沿岸延長約3 kmにおいて、フロート追跡による沿岸流観測も実施されている。この結果によれば、ケラニ川河口部北側の沿岸ではN方向に向かう流れとなっていた。

(3) 波浪

コロンボ港北側沖合い水深15mの地点に超音波式波高計を設置し、1995年10月～1996年2月に波浪の観測が行われている。卓越波向はSW方向、次いでSSW方向であり、両方向をあわせた出現確率は90%以上となっている。北寄りの風の出現率は全体で5%程度と少ないが、そのなかでもN方向の出現率が高く、これは北東季節風期に、N～NNE方向の風が卓越していることが原因と考えられる。

波高1 m以上の高浪の出現率は45.8%と約半分を占め、高浪が襲来する地点であることを示している。月別の波高1 m以上の出現日数は6～9月で24日以上ある。

(4) 漂砂

Kerawarlapitiya 地点の南に位置するケラニ川の流出土砂調査が、南西及び北東季節風時に実施されている。調査時におけるケラニ川の流量は南西季節風時で約130- /sec、北東季節風時で約30- /secとなっている。流

出土砂量は平均的には0.3~0.6 kg/sec程度であった。

4-1-2 気象

当該地域の気象については、Environmental Profile of Muthurajawela and Negombo Lagoonによれば次の通りである。

(1) 降雨量

当該地域は南西季節風の影響を大きく受ける地域であり、年間降雨量は2,000~2,500mmである。Colombo Observatoryの長期の観測記録によれば、月別の降雨量は5月中旬から9月まで続く南西季節風期の前後に多く、5月と10月の降雨量が最も多くなっている。1日の最大雨量は340mm程度となっている。

(2) 気温

Colombo Observatoryの1961~1980年の観測記録によれば、最も平均気温が高い月は、4月で31.5℃、最も低い月は、1月で22.3℃となっている。

(3) 風向・風速

Colombo Observatoryの25年に及ぶ、朝8時30分と夕方5時30分の1日2回の観測記録によれば、朝に風速が最も強いのは3月で、15.3km/h、最も弱いのは4月で、5.3km/hである。夕方については、最も強いのは1月で、11.9km/h、最も弱いのは11月で、8.0km/hである。

朝の主風向は、11月から2月はN~NW、残りの季節がSW、夕方の主風向は、11月から2月はNE、3、4月はE、残りの月はSWとなっている。

4-2 調査方法

Kerawalapitiya地点は、コロンボ港の南側約10km程度に位置しており、その間に特段の海洋構造物や海岸地形の変化が見られないことから、基本的な海象条件はコロンボ港と同様と考えられる。なお、Kerawalapitiya地点の局地的な海象条件を補完的に調査する必要があるか否かについては、海底地形等をもとに判断する必要がある。

また、気象については、Colombo ObservatoryとKerawalapitiya地点の間に特段の障害物となる地形の変化が見られないことから、基本的な気象条件はColombo Observatoryと同様と考えられる。

5. 環境問題

5-1 環境予備調査

5-1-1 概要

(1) 協議・合意事項

スリランカでは、アッパーコトマレ水力発電計画が滝の景観問題で開発が中断しており、石炭火力発電計画についても環境問題が提起され環境調査が中断している。石炭火力発電計画では、硫黄酸化物等により中央の山間部に酸性雨が生じる可能性がある旨の議論がされている。このように発電所の開発に当たっては環境問題を生じないようにすることが極めて重要な課題となっている。このため、スリランカ政府は Kerawalapitiya 発電所の F/S 調査の要請では、当初より EIA の実施を要請してきた。この要請を踏まえ、SEB との協議において、本件 F/S 調査の一貫として EIA を実施することとなった。

(2) 地域の概要

Kearawalapitiya 地点は、コロンボの北約 12km にあり、Negombo ラグーンに続く Muthurajawela 湿地を工業及び住宅用に埋め立てた広さ約 160 ha の造成地の一角である。Negombo ラグーン及び Muthurajawela 湿地の総面積は約 10,000 ha で、そのうちラグーンは約 3,100ha、未開発の湿地が約 2,700ha、農業用地が約 1,000ha、住宅等の開発地が約 3,800ha である。この地域は多くの鳥類や魚類等の多様な生物の生息地になっており、また、同ラグーンは、漁業面からも重要な水域になっている。

Muthurajawela 湿地は、コロンボに近いこと、植民地時代から継続的に、水路の建設、水田開発等が行われ、1947 年の独立以降も各種の開発計画が議論されてきた。一方、コロンボの人口増大に伴い、Colombo-Negombo 高速道路に近い民有地では住宅地開発が進み、環境破壊が懸念される状況になった。このような状況のもと、スリランカ政府は 1989 年 1 月に、この地域のこの地域の環境保全と開発のバランスを考慮した最適な開発基本計画を作成することとし、1990 年 6 月から 1991 年 4 月にかけて生態学的な調査から社会経済的な調査までを含む総合的な環境調査を行い、Muthurajawela and Negombo Lagoon のマスタープランを作成した。このマスタープランの作成に当たっては、各分野の専門家の意見を反映させるため、1991 年 4 月にワークショップを開催している。このマスタープランでは、ラグーン及びこれに隣接する湿地を環境保全地域とし、ラグーンから遠い南部の Kerawalapitiya 地区に 162 ha の大規模な住宅・工業都市地域を開発する計画になっている。現在、このマスタープランに沿って埋立て工事が終了しており、埋め立て後の圧密沈下が進行しているところである。発電所予定地はすでに CEB が買収済みであり、現在は道路等のインフラが未整備の更地状態となっている。

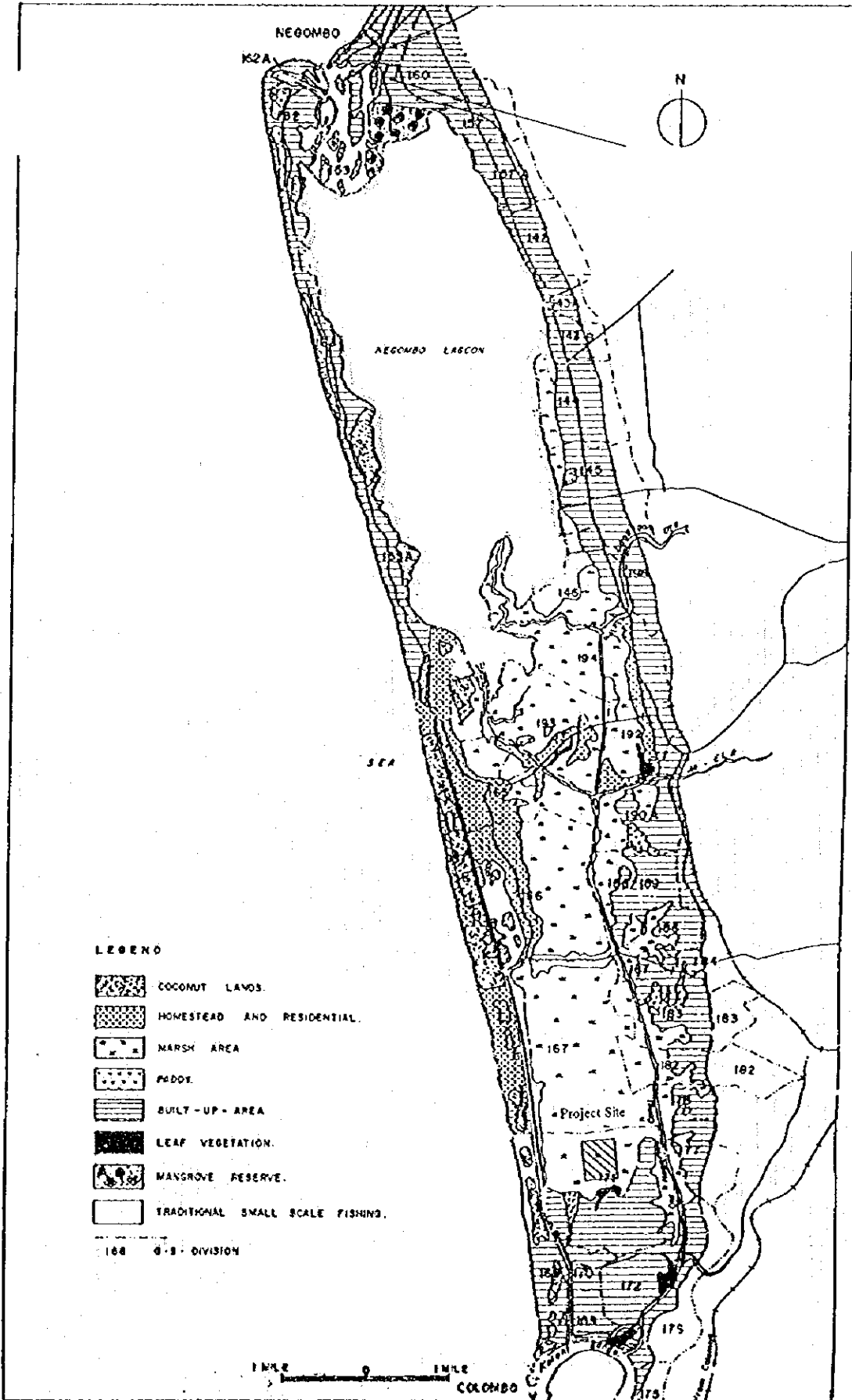


图 5-5-1 發電所周边土地利用图

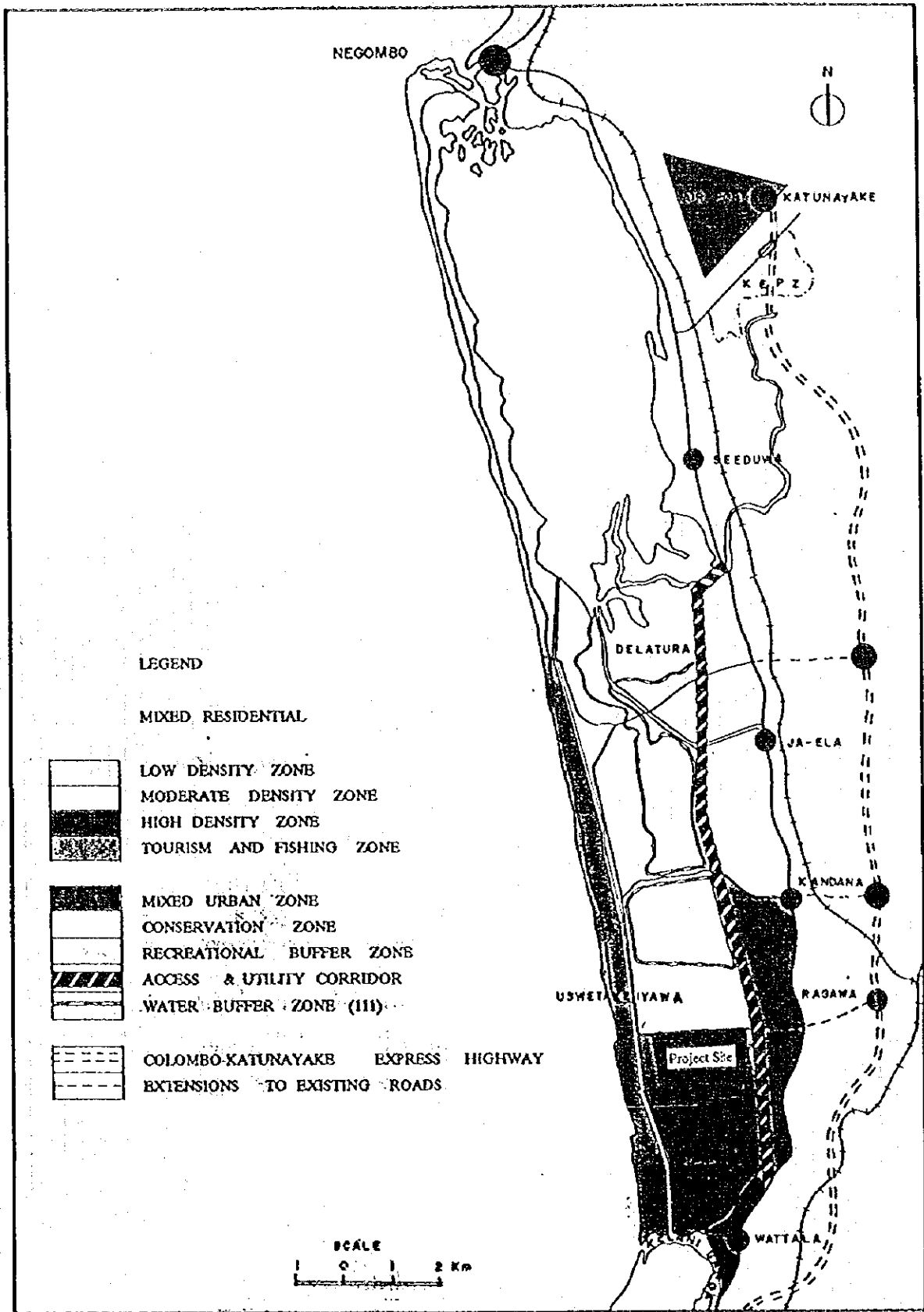


图 5-5-2 発電所周辺計画図

(3) 環境関連法令、実施体制等

1) 環境アセスメント制度

スリランカは1988年に国家環境法 (National Environmental Act) を改正し、一定規模以上の開発については環境アセスメントを義務付けている。環境アセスメントの手続きは図5-5-3に示す通りである。

火力発電所関係の施設で環境アセスメントの実施が義務付けられている施設は表5-5-1に示す通りである。発電所が環境アセスメントの対象になる場合には、これに関連した送電線等の付帯施設はアセスメントの対象規模以下であっても発電所と一体で環境アセスメントを行う必要がある。なお、発電所の環境アセスメントの手順は次の通りである。

ステップ1:

CEBが中央環境庁 (CEA: Central Environmental Authority) に計画概要を提出し、これをもとにCEAは環境アセスメントの責任省庁 (PAA: Project Approving Agency) を決定する。発電所計画の場合、一般的には灌漑電力省がPAAになるが、海岸に立地する場合にはDepartment of Coast ConservationがPAAになる可能性もある。

ステップ2:

CEBはPAAに発電所計画の詳細を提出する。PAAは計画に関係する各省庁をメンバーとするスコーピング委員会 (Scoping Committee) を組織してスコーピングを行い、環境影響評価 (EIA) を実施するか、初期環境審査 (IEE) を実施するかを決定を行う。また、EIAの実施を指示する場合には、その内容に関するTOR (Terms of Reference) を作成し、CEBに示すことになっている。

ステップ3:

CEBがTORに従って環境影響評価作業を行い、EIA報告書をPAAに提出する。

ステップ4:

PAAはEIA報告書を国民に公開し、意見を求める。国民からの意見が提出された場合には、CEBがこれに対する見解を作成し、PAAに提出する。

ステップ5:

PAAはスコーピング委員会でEIA報告書、国民意見、これに対する事業者の見解をもとに審査を行い、発電所計画を承認するか否かの決定を行う。また、この承認には、モニタリングの実施等の条件を付けることができる。PAAが発電所計画を承認しなかった場合には、CEBは環境大臣 (Secretary of the Ministry of Environment) に対して提訴を行うことができる。

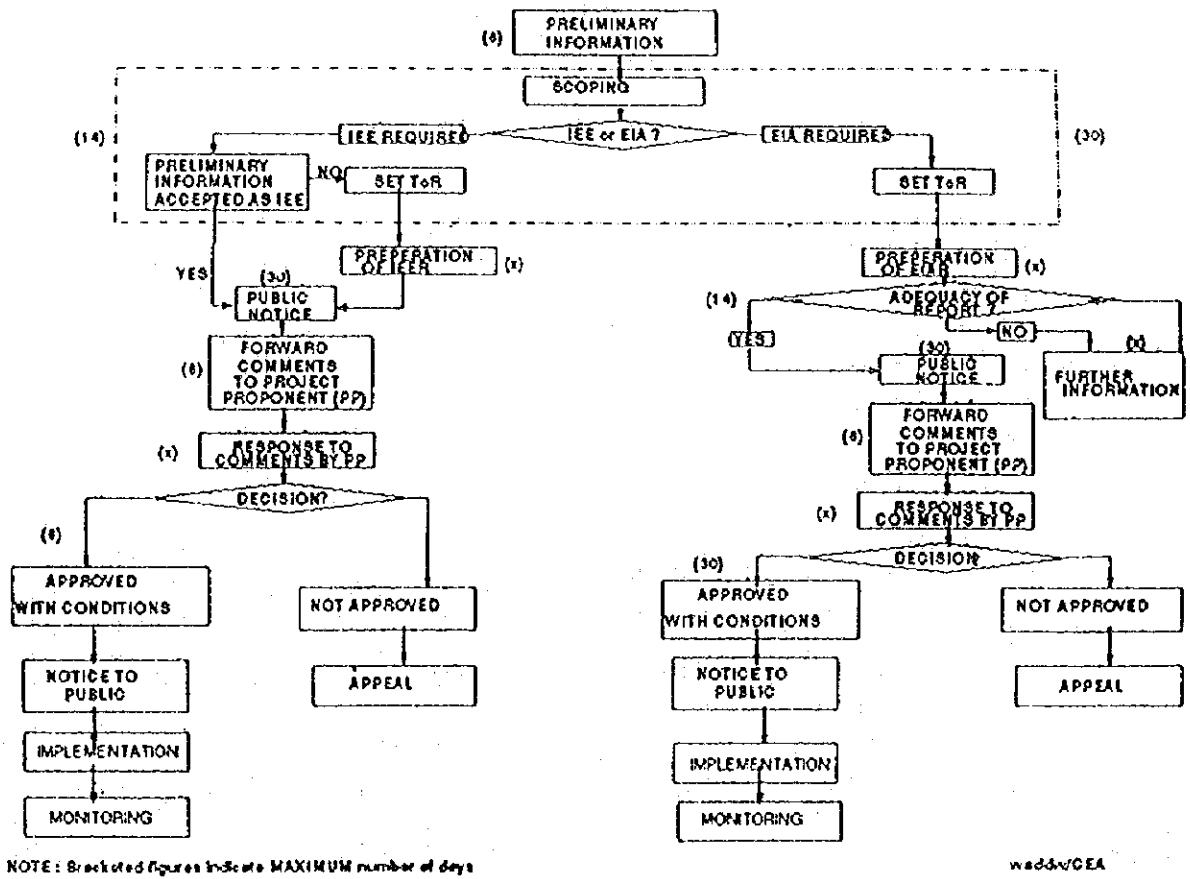


図5-5-3 環境アセスメント手続き図

表5-5-1 環境アセスメント対象施設 (火力発電所関係)

対象施設	対象規模
火力発電所	新設：出力 25MW 以上
	増設：増設設備の出力 25MW 以上
送電線	延長 10km 以上で 50kv 以上の送電線
パイプライン	延長 1 km 以上のパイプライン

2) 環境基準・排出基準

国家環境法に基づき、環境基準及び排出基準が次の通り定められている。

大気環境基準は表5-5-2に示す通りである。

表5-5-2 大気環境基準 (抄)

項目	平均化時間	環境基準 (mg/m ³)	環境基準 (ppm)
一酸化炭素	8時間	10	9.0
	1時間	30	26.0
	常時	58	50.0
二酸化窒素	24時間	0.10	0.05
	8時間	0.15	0.08
	1時間	0.25	0.13
二酸化硫黄	24時間	0.08	0.03
	8時間	0.12	0.05
	1時間	0.20	0.08
浮遊粒子状物質	年間	0.10	
	24時間	0.30	
	8時間	0.35	
	3時間	0.45	
	1時間	0.50	
オゾン	1時間	0.20	

発電所からの大気汚染物質の排出基準は現在、CEAが表5-5-3に示す案を作成したところであり、施行の時期は未定である。この排出基準が施行されるまでの間は、CEAが個別の発電所ごとに示す排出基準が適用されることになる。なお、上記のCEAの排出基準案には、コンバインドサイクルのようなガスタービン発電所が含まれていないが、CEBの環境担当者によれば、現在建設計画が進行中のKelanitissaコンバインドサイクル発電所の場合には次の排出基準が設定されており、Kerawalapitiya地点のコンバインドサイクル計画にもこの排出基準が適用される見込みである。

SO₂: 2.5 g/N m³

NO_x: 3.0 g/N m³

TSP: 0.3 g/N m³

Opacity: 40%

このような排出基準に対し、実際の Kelanitissa コンバインドサイクル発電所の EIA レポートにおいて想定している排出諸元は、燃料にナフサを使用することを想定して次のようになっている。

	窒素酸化物 (Nm ³ /Hr)	硫黄酸化物
160MW class	94.5	Negligible
180MW class	205.5	Negligible

表 5-5-3 汽力発電所の大気汚染物質の排出基準 (案)

熱投入量	規制項目	排出基準	モニタリング
> 21 Mw < 73 Mw 気体燃料	TSP	13mg/MJ	不要
	Opacity	20%	連続
	SO ₂	340mg/MJ	連続
	NO _x	130mg/MJ	連続
> 21 Mw < 73 Mw 固体燃料	TSP	13mg/MJ	不要
	Opacity	20%	連続
	SO ₂	520mg/MJ	連続
	NO _x	210mg/MJ	連続
> 73 Mw 燃料油、燃料油/木材	TSP	40mg/MJ	不要
	Opacity	20%	連続
	SO ₂	340mg/MJ	連続
	Nox	130mg/MJ	連続
> 73 mw 石炭、石炭/木材	TSP	40mg/MJ	不要
	Opacity	20%	連続
	SO ₂	520mg/MJ	連続
	Nox	300mg/MJ	連続

水質に関する環境基準は飲料水の取水目的以外には設定されておらず、表 5-5-4 に示す排水基準のみが適用される。排水の温度については、海域に放流する場合には 45℃以下となっており、残留塩素濃度は 1.0 mg/l となっている。

表 5-5-4 排水の排出基準 (抄)

水質項目	河川等内水域への放流	海への放流
TSS(mg/l)	50	一般排水：150 温排水：取水した冷却水の TSS の 10% 増以内
TSS の粒径	850 ミクロン以下	浮遊物：3 ミリ以下 沈降物：850 ミクロン以下
pH	6.0-8.5	6.0-8.5
BOD(mg/l)	30	100
Oils & greases(mg/l)	10.0	20
排水温度	40℃ (排水口の下流 15m)	45℃ (排水口)
COD(mg/l)	250	250
残留塩素 (mg/l)	—	1.0

騒音については表 5-5-5, 5-5-6 に示す基準が設定されている。Kerawalapitiya 地点の場合には、表 5-5-6 に示す特定地域の基準のうち、工業地域の基準が適用される可能性が高い。また、工事中の騒音については、昼間で 75dB、夜間で 60dB の基準が適用される。

表 5-5-5 騒音基準 (一般地域、敷地境界) 単位：dB

地域	昼間 (6 時~18 時)	夜間 (18 時~6 時)
低騒音地域 (Pradeshiya Sabha 地域)	55	45
中間地域 (都市域)	63	50
高騒音地域 (輸出加工区、承認工業地域)	70	60
静粛地域 (病院、学校等の 100 m 以内)	50	45

表 5-5-6 騒音基準 (特定指定地域、敷地境界) 単位: dB

地域	昼間 (6時~18時)	夜間 (18時~6時)
郊外住宅地	55	45
都市住宅地	60	50
騒音に敏感な地域	50	45
混在地域 (住、工、商)	63	55
商業地域	65	55
工業地域	70	60

3) 海岸保全規制

スリランカは島国であり、国民の半分以上が海岸部に住んでおり、産業活動等も多くを海岸部に依存している。このため、海岸の保全は重要な課題であり、1981年に Coastal Conservation Act が制定され、海岸部 (海岸部の定義は図 5-5-4 参照) での開発行為を行う場合には Coastal Conservation Department (CCD) の許可を取得することを義務付けている。開発規模が大きく、海岸保全に重大な影響を及ぼす恐れがある場合には、EIAの実施が要求されることになっている。Kerawalapitiya 発電所地点については、発電所本用地は海岸部には含まれないが、取放水施設等は海岸部に設置されるため、同法の許可が必要になる。実際の審査は、CCD が責任官庁が設置する EIA のスコーピング委員会のメンバーになり、EIA の審査の過程で同時に行われることになる。

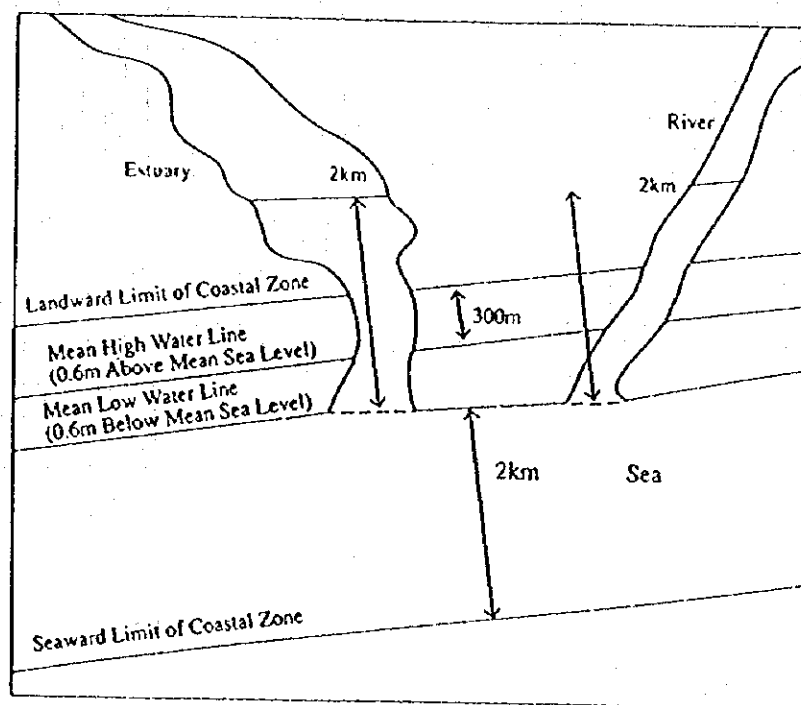


図 5-5-4 海岸部の定義

5-1-2 スクリーニング

Kerawalapitiya 発電所は、出力規模が15万kw級と国家環境法にもとづく環境影響評価の対象施設に該当するため、環境影響評価の実施が必要である。EIAが要求されるか否かについては、PAAが行うスコーピングのなかで決定されることになるが、一般には火力発電所は大気汚染物質の排出量が多いこと等の理由でEIAが要求される。

発電所予定地は、Master Plan of Muthurajawela and Negombo Lagoon に基づいて Sri Lanka Reclamation and Development Corporation が湿地を埋め立て造成した既造成地であり、発電所用地約30haはすでにCEBが取得済みであることから、発電所建設のために新たな用地買収、土地造成を行う必要はない。発電所は上述の湿地、ラグーンの一角に立地することになっており、これらの地区には、マングローブ林、藻場、湿地が存在し、多くの鳥類、魚類等の貴重な生息地となっているが、本地域全体について1990～1991年に詳細な環境調査が行われ、その結果に基づいて環境保全と地域開発のバランスを考慮した上述のマスタープランが作成されている。本発電所予定地はこのマスタープランに基づいて工業/住宅地域として造成された地域に立地することから、マングローブ林等の貴重な生態系の保全に重大な支障をきたすことはない。

一方、発電所予定地は、Muthurajawela and Negombo Lagoon 地域の南端に位置し、周辺に住宅地が広がっている。また、コロンボに近い地域で今後も住宅開発が周辺で行われる可能性が高く、さらに造成地内にも住宅地が配置される計画になっていることから、これらの住宅地域の居住環境に悪影響を与えないように騒音対策等適切な対策を講じる必要がある。

なお、発電所の冷却水の取放水施設、燃料の輸送施設、送電線は発電所の敷地外に設置する必要があり、これら施設の計画に当たっては、発電所本体同様に環境保全上の適切な配慮が必要である。

5-1-3 スコーピング

表5-5-7 スコーピングチェックリスト (社会環境)

環境評価項目	工事中	運転中	判断根拠
住民移転	C	C	既造成地への立地である。取放水路、燃料の輸送設備、送電線のルート選定においても、住民移転を避けたルート選定は可能と考えられる。なお、上記のルート選定において一部の地区で住民移転が避けられない場合にはその影響を評価する必要がある。
地域分断	D	D	既造成地への立地である。
先住民、少数民族等	C	C	建設候補地沿岸には、少数民族で構成される漁民がいる。
住民間の軋轢	D	D	同上
経済活動の基盤変化	B	B	工事中は作業員、運転開始後は発電所従業員の雇用が予想されることから、地域経済にある程度の影響が予想される。
生活施設の変化	D	D	既造成地への立地である。
交通への影響	B	B	工事中は多数の車両の運転が予想される。また、運転開始後は車両数は減少するものの、従業員の通勤等一定の交通量が予想される。
水利権、漁業権等の調整	B	B	取放水施設、燃料輸送施設の建設のため、海域での工事、設備の設置が必要であり、漁業権との調整が必要である。
史跡、文化遺産への影響	C	C	既造成地への立地であり、発電所本体用地には史跡、文化遺産はない。取放水路、燃料の輸送設備、送電線の設置が予定される地域については、史跡、文化遺産の存在について調査が必要である。
景観の変化	D	B	既造成の工業/住宅地への立地である。発電所建屋、煙突、送電線等の建設により景観は変化する。

注) 評定の区分

- A : 重大な影響が見込まれる
- B : 多少の影響が見込まれる
- C : 不明 (影響の程度は判断できないので調査、検討する必要があると考えられる)
- D : ほとんど影響は考えられないためIEEあるいはEIAの対象としない

表5-5-8 スコーピングチェックリスト (自然環境1/2)

環境評価項目	工事中	運転中	判断根拠
貴重な自然	C	C	既造成地への立地であるため、自然環境への影響は少ないものと考えられるが、発電所敷地外に設置する冷却水の取放水施設、燃料の輸送設備、送電線については、そのルート上に貴重な自然が存在しないか否か、今後、調査が必要である。
貴重種、固有動植物	C	C	同上
植生	C	C	同上
地形、汀線変化	C	C	冷却水の取放水施設を発電所前面海域に設置する必要がある。また燃料を海上輸送する場合には揚油施設及びパイプラインを設置する必要がある。なお、当該地域の海岸は浸食が進行中であり、海岸保全が課題となっている。
地下水変化	B	D	発電所工事に伴い、排水のために、地下水のくみ上げが行われる可能性がある。当該地区の周囲は湿地であり、地下水位は高い。運転開始後は地下水のくみ上げはない見込みである。
水域の流況、水位変化	B	B	冷却水の取放水施設を設置する必要がある。また燃料を海上輸送する場合には揚油施設及びパイプラインを設置する必要がある。
水域の水温変化	D	B	約4… /秒程度の使用済みの冷却水(温排水 $\Delta T=8^{\circ}\text{C}$ 程度の場合)を前面海域に放流するため、影響範囲は狭いもののある程度の水温上昇域が生じる。

表5-5-8 スコーピングチェックリスト (自然環境2/2)

環境評価項目	工事中	運転中	判断根拠
大気汚染	B	B	工事中は工事用車両の排気ガスが発生する。また、運転開始後はガスタービンから排気ガスが発生する。燃焼に伴い必然的に発生する窒素酸化物に加え、燃料中の硫黄含有量に応じて硫黄酸化物も排出される。ばいじんも排出される。
水質汚濁	B	B	工事中は土木工事により大量の排水(地下水のくみ上げ分を含む)が発生する可能性があり、周辺が水質汚濁に脆弱な湿地やラグーンであることから、影響が生じる恐れがある。運転中は、量は少ないが一般排水が発生する。なお、運転中に構内に漏れた油分については、降雨時に周辺の湿地等に流出する恐れがある。また、冷却水の取水に当たっては、取放水路への海生生物の付着防止のため、一般的には塩素の注入が行われるため、冷却排水(温排水)には低濃度の残留塩素が含まれる。
土壌汚染	B	B	工事中に使用される薬品類により、土壌汚染の恐れがある。運転中は漏れた油分による土壌汚染が生じる恐れがある。
騒音・振動	B	B	工事中は工事用車両の騒音、振動が発生する。運転開始後はガスタービン、各種ファン類等から騒音が発生する。
地盤沈下	B	D	発電所工事に伴い、排水のため、地下水のくみ上げが行われる可能性がある。周囲は湿地のため、地下水位は高い。運転開始後は地下水のくみ上げはない見込みである。
悪臭	B	B	使用する化学物質等の種類によっては悪臭が発生する恐れがある。

表 5-5-9 スコーピング総合評価表 (1/2)

環境項目	評定	今後の調査方針
住民移転	C	取放水用の水路のルート選定に係り、周辺住民の影響を考慮した建設計画を検討する。
地域分断	D	
先住民・少数民族等	C	少数民族である漁民の生活に対して配慮した建設計画を検討する。
住民間の軋轢	D	
経済活動の基盤変化	B	雇用の増加等によるプラスの経済効果を明らかにする。
生活施設の変化	D	
交通への影響	B	交通ルート及び時間帯別交通量等の現状を調査するとともに工事中の交通量を予測し、工専用資機材の搬入方法、ルート、時間帯等の対策を検討する。
水利権、漁業権等の調整	B	発電所前面海域の漁業実態を調査し、構造物の設置及び温排水の放出による影響を明らかにする。
史跡・文化遺産への影響	C	取放水路、燃料輸送施設、送電線ルート上の史跡、文化遺産の有無を調査する。
景観の変化	B	発電所周辺の眺望地の有無を調査する。眺望地がある場合には、当該地点からの発電所運転開始後の景観予測写真を作成する。
貴重な自然	C	発電所近傍及び発電所前面海域、取放水路、燃料輸送施設、送電線ルート上の貴重な自然の有無を調査する。
貴重種・固有動植物	C	発電所近傍及び発電所前面海域、取放水路、燃料輸送施設、送電線ルート上の貴重種、固有動植物の有無を調査する。
植生	C	発電所近傍及び取放水路、燃料輸送施設、送電線ルート上の植生を調査する。
地形・汀線変化	B	取放水設備、燃料輸送設備の周辺の局地的な海象調査が必要か否かを判断する。これらの施設の設置が海岸浸食を加速しないか否かを中心に評価する。
地下水変化	B	工事中の地下水のくみ上げ量（排水量）を推定し、周辺の地下水位への影響を評価する。

表5-5-9 スコーピング総合評価表 (2/2)

環境項目	評定	今後の調査方針
水域の流況、水位変化	B	取放水設備、燃料輸送設備の周辺の局地的な海象調査が必要か否かを判断する。これらの施設の設置が局地的な流況の変化をもたらすか否かを評価する。
水域の水温変化	B	発電所前面海域の水温調査（水深別、時期的には高温期及び静穏期）を行う。取放水施設の構造に応じた適切な手法で温排水の拡散予測を行う。この結果をもとに海生生物、漁業への影響を評価する。 なお、前面海域におけるケラニ川の河川水の拡散状況について、南西季節風期と非出水期について調査し、温排水の影響評価の際に淡水の影響を考慮する必要があるか否か検討する。
大気汚染	B	発電所の周囲10kmの大気環境を調査するとともに、大気硫黄酸化物、窒素酸化物の拡散予測をおこない、発電所運転開始後も環境基準を維持できることを確認する。
水質汚濁	B	発電所前面海域及び発電所周辺の水路の水質を調査するとともに、工事中、運転中の排水量と水質を算定し、湿地及びラグーンの水質に悪影響をもたらさないかを中心に評価する。
土壌汚染	B	工事中に使用する薬品等による土壌汚染の可能性を中心に評価する。
騒音・振動	B	騒音の現況を調査し、工事中、運転中の騒音予測を行い、敷地境界における騒音の基準を満足することを確認する。
地盤沈下	B	工事中の地下水のくみ上げ量（排水量）を推定し、周辺の地下水位への影響を評価する。
悪臭	B	工事中に使用する薬品等による悪臭の発生の可能性を評価する。

5-1-4 課題と提言

Kerawalapitiya 地点は、既に土地造成済みの工業/住宅地区への立地であり、騒音、ばいじん対策等の適切な対策が講じられれば、基本的に重大な環境問題が生じる可能性は少ないと判断される。しかしながら、スリランカでは、水力発電、火力発電ともに、環境問題に地元住民との調整問題等がからんで立地が遅れていることから、本件のEIA実施に当っては地元住民が懸念をもつ可能性がある環境項目は広く網羅して調査を行うことが必要である。また、調査結果については、地元住民に十分説明し、理解と協力が得られるように努めることが望ましい。

また、環境影響評価では、工事中及び運転中のモニタリング計画が重要視されており、適切な計画を作成することが重要である。

5.2 環境影響調査の実施方法

5.2.1 既存調査資料の収集・分析

Kerawalapitiya 地点は、1990～1991 年にかけて生態系を初めとする総合的な環境調査が行われており、その結果は、Greater Colombo Economic Commission が Environmental Profile of Muthurajawela and Negombo Lagoon として取りまとめ公表している。また、土地造成に当っては、Sri Lanka Land Reclamation & Development Corporation が 1993 年 12 月に EIA レポートを作成している。さらに、当該造成地に LPG 供給基地の建設を予定しているシェル・ランカ社が、1996 年 7 月に EIA レポートを作成している。これらの資料をあらかじめ収集し、分析することにより、新規に行う必要がある現地調査項目を特定する。また、これらの EIA において出された住民の意見を分析し、どのような問題に住民の関心があるのかをあらかじめ分析しておくことが望ましい。

5.2.2 TOR に従った EIA の実施

スリランカの環境影響評価制度では、責任省庁がスコーピングを行い、CEB が実施する EIA の内容を指示することになっている。従って、本件の調査でも最終的には責任省庁が提示する TOR に従って EIA を実施する必要がある。

5.2.3 汚染予測手法と技術移転

CEB は、大気汚染物質の拡散予測モデルとして EPA model ISCST-3 を有しており、このモデルを使って拡散予測を行うことを希望している。このため、このモデルを使うことの妥当性を検討したうえで、同モデルを使用する場合には、同モデルによる拡散予測を CEB と共同で実施することにより技術移転を行うことが望まれる。

また、温排水の拡散予測については、現在計画中の石炭火力の温排水拡散予測用に Lanka Hydraulic Institute Ltd(LHI)が、EPA モデルを有しており、CEB はこのモデルを使うことを検討している。このため、このモデルを使うことの妥当性を検討したうえで、同モデルを使用する場合には、同モデルによる拡散予測を CEB 及び LHI と共同で実施することにより技術移転を行うことが望まれる。

なお、騒音の予測については、Kelanitissa コンバインドサイクル発電所の EIA において地元の環境アセスメント会社が予測を行っている。

